

504.61  
М 23

**О. М. Мандрик**

**ЕКОЛОГІЧНА  
БЕЗПЕКА  
ТРАНСПОРТУВАННЯ  
ПРИРОДНОГО ГАЗУ**



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Івано-Франківський національний технічний університет  
нафти і газу

**О. М. Мандрик**

**ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА  
ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

Монографія за редакцією доктора технічних наук,  
професора, член-кореспондента НАН України  
Є. І. Крижанівського

Івано-Франківськ  
2014

УДК (502.17+504.61) : 622.691.4

ББК 20.1

М 283

**Рецензенти:**

**Є. О. Яковлев** доктор технічних наук, головний науковий співробітник інституту телекомунікацій і глобального інформаційного простору НАН України

**О. С. Волошкіна** доктор технічних наук, професор, декан санітарно-технічного факультету Київського національного університету будівництва і архітектури Міністерства освіти і науки України

**Ю. В. Банахевич** доктор технічних наук, начальник відділу по експлуатації магістральних газопроводів і газорозподільних станцій ПАТ "Укртрансгаз"

*Друкується за ухвалою Вченої ради Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, протокол № 05/539 від 24 квітня 2014 р.*

**Мандрик О. М.**

М 28 Екологічна безпека транспортування природного газу: монографія / за ред. доктора технічних наук, професора, член-кореспондента НАН України Є. І. Крижанівського. – Івано-Франківськ: 2014. – 256 с.

**ISBN 978-966-694-218-3**

Монографія є результатом науково-дослідних робіт автора щодо екологічно безпечного транспортування природного газу як трубопровідним транспортом так й новими методами CNG-технологій. У роботі розглянути як теоретичні, так і практичні питання зменшення негативного впливу на навколишнє природне середовище при транспортуванні природного газу.

Монографія адресується спеціалістам у галузі охорони навколишнього середовища, інженерам-трубопровідного транспорту, менеджерам зі збуту природного газу, науковцям, викладачам та студентам ВНЗ.

**УДК (502.17+504.61) : 622.691.4**

**ББК 20.1**

**ISBN 978-966-694-218-3**

© Мандрик О. М., 2014

© ФНТУНГ, 2014

# ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
<b>РОЗДІЛ 1. РЕТРОСПЕКТИВНИЙ ОГЛЯД ПРОБЛЕМИ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ .....</b>	<b>8</b>
1.1 Проблема забезпечення та прогнозування безпечного транспортування газу .....	8
1.2 Аналіз причин аварійних ситуацій та руйнувань магістральних газопроводів.....	12
1.3 Класифікація аварій та відмов на об'єктах магістральних газопроводів .....	25
1.4 Аналіз еколого-економічних наслідків аварій на магістральних газопроводах при їх тривалій експлуатації.....	27
Висновки до розділу 1 .....	34
<b>РОЗДІЛ 2. МЕТОДОЛОГІЯ ОЦІНЮВАННЯ УМОВ РУЙНУВАННЯ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ТРУБОПРОВОДУ .....</b>	<b>36</b>
2.1 Конструкція зразків та матеріали для досліджень.....	36
2.2 Методика та дослідне устаткування для визначення напружено-деформованого стану трубопровідних сталей .....	38
2.3 Методики та базові параметри оцінювання в'язкого та крихкого руйнування трубопровідних систем .....	45
2.4 Методика та дослідне устаткування для визначення характеристик поширення тріщин у газопровідних сталях.....	53
2.5 Методика розрахунку екологічної складової збитків від аварій та відмов обладнання магістральних газопроводів.....	58
Висновки до розділу 2 .....	62
<b>РОЗДІЛ 3. ТРАНСПОРТУВАННЯ СТИСНУТОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ЗАМКНУТИХ ЄМНОСТЯХ .....</b>	<b>64</b>
3.1 Аналіз умов зберігання та способів транспортування газу ...	64
3.2 Географічні і технічні передумови транспортування газу морськими шляхами .....	67
3.3 Вибір матеріалів і методів підвищення довговічності зварних балонів.....	75
3.4 Теоретичні дослідження міцності та довговічності зварних комбінованих балонів.....	81
3.4.1 Розрахунок балону на міцність при статичних навантаженнях .....	82
3.4.2 Розрахунок балону на циклічну довговічність .....	88
3.5 Виготовлення дослідних зразків комбінованих балонів .....	91

3.6 Експериментальні дослідження роботоспроможності та довговічності зварних балонів, підсилених композиційними матеріалами.....	93
Висновки до розділу 3.....	98
<b>РОЗДІЛ 4. ОЦІНЮВАННЯ УМОВ ПОТЕНЦІЙНОГО РУЙНУВАННЯ ГАЗОПРОВІДІВ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ .....</b>	<b>100</b>
4.1 Аналіз можливих сценаріїв потенційного руйнування газопроводів тривалої експлуатації з дефектами .....	100
4.2 Оцінювання напружено-деформованого стану потенційно небезпечних ділянок газопроводів тензометричним методом..	103
4.3 Критерії та методика оцінювання потенційного ризику крихкого руйнування газопроводів з дефектами.....	111
4.4 Критерії та методика оцінювання ризику в'язкого руйнування дефектних газопроводів .....	117
4.5 Оцінювання потенційних умов крихкого руйнування газопроводів Богородчанського газотранспортного вузла.....	121
4.6 Оцінювання потенційних умов в'язкого руйнування газопроводів Богородчанського газотранспортного вузла.....	123
Висновки до розділу 4.....	127
<b>РОЗДІЛ 5. РОЗРОБЛЕННЯ ОСНОВНИХ ВИМОГ ДО БЕЗПЕКИ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ МОРСЬКИМИ ШЛЯХАМИ ЗА ТЕХНОЛОГІЄЮ CNG.....</b>	<b>129</b>
5.1 Обґрунтування перспективності CNG-технологій транспортування природного газу морськими шляхами до України .....	129
5.2 Обґрунтування нової CNG-технології рухомого трубопроводу транспортування природного газу морськими шляхами .....	136
5.3 Методологічні основи розрахунку коефіцієнту запасу міцності для забезпечення конструкційної надійності рухомого трубопроводу.....	145
5.4 Розрахунок міцності конічно-циліндричних елементів рухомих трубопроводів .....	148
5.5 Вибір матеріалів для виготовлення елементів рухомого трубопроводу з метою його безпечної експлуатації .....	160
5.6 Використання методу витіснення азотом для безпечної експлуатації рухомого трубопроводу .....	165
Висновки до розділу 5.....	180

<b>РОЗДІЛ 6. МЕТОДОЛОГІЯ ОЦІНОВАННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ВПЛИВІВ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ .....</b>	<b>182</b>
6.1 Оцінювання впливів на навколишнє середовище при транспортуванні природного газу.....	182
6.1.1 Загальна характеристика будівництва та експлуатації газопроводів.....	182
6.1.2 Можливі різновиди впливу газопроводів на навколишнє середовище.....	184
6.1.3 Можливі альтернативи для розгляду у проектах будівництва та експлуатації газопроводів.....	185
6.1.4 Комплексні природоохоронні заходи .....	189
6.2 Географічна інформаційна система визначення сучасної екологічної ситуації в межах магістральних газопроводів .....	190
6.3 Картографування сучасної екологічної ситуації методами екологічного аудиту .....	196
6.4 Дослідження формування ареалів забруднення і загазованості витокami з трубопроводів на математичних моделях .....	202
6.5 Прогнозування екологічного ризику при аварії на дільниці магістрального газопроводу.....	211
6.6 Розрахунок сумарного збитку від аварійних ситуацій на магістральних газопроводах .....	219
Висновки до розділу 6 .....	223
<b>ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ РОБОТИ ТА ВИСНОВКИ.....</b>	<b>224</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>227</b>

## ВСТУП

Газотранспортна система (ГТС) України – одна з найбільших у світі – виконує дві основні функції: забезпечення природним газом внутрішніх споживачів, а також транзит природного газу територією України в країни Західної та Центральної Європи.

ГТС України складається з 38,55 тис. км газопроводів з компресорними станціями, 13 підземних сховищ газу, мережі газорозподільних і газовимірювальних станцій. Магістральні трубопроводи є найбільш капіталоемними елементами газового комплексу держави. Оскільки вартість нового газопроводу на порядок вища від раніше побудованого, то економічно доцільно, спираючись на дані технічного та екологічного моніторингу, максимально продовжити технологічну та екологічно-безпечну експлуатацію газопровідних систем.

У зв'язку зі старінням газотранспортної мережі та недосконалістю державного контролю за її безпекою, в останні роки спостерігається збільшення кількості аварій на газопроводах України (розрив труб через просідання ґрунту; утворення корозійних тріщин; деформація трубопроводів, спричинена зсувами і повеннями; електрохімкорозія на ділянках підтоплення та ін.). Також зростає вплив на ГТС факторів глобальної зміни клімату: потепління, збільшення кількості та нерівномірності опадів, частота повеней та ін.

Основні причини відмов магістральних газопроводів висвітлено у роботах багатьох вітчизняних та зарубіжних вчених, зокрема: П. П. Бородавкіна [29-31], В. Я. Грудза [61, 62], О. М. Іванцова [89-91], В. М. Івасіва [95], О. М. Карпаша [98, 99], В. А. Котляревського [108], А. Я. Красовського [109-113], Є. І. Крижанівського [114, 115, 117-120], І. І. Мазура [127, 131], Г. М. Никифорчина [173-175, 288], О. Т. Цирульника [247-245], С. Г. Полякова [202, 203], В. С. Сафонова [217, 218], Л. Тота [300, 301], В. В. Харіоновського [240, 241], Л. С. Шлапака [253-255] та інших.

Внаслідок експлуатації більше 25 років значної частини газопроводів України зростає ризик виникнення аварійно-небезпечних дефектів та можливість їх руйнування. Це спричиняє надходження до атмосферного повітря, ґрунту та водойм складових природного газу. Накопичення цих речовин в атмосфері є причиною порушення газового балансу, що може активізувати глобальну зміну клімату. Особливо небезпечними є сірчисті сполуки й окиси азоту, які спричиняють кислотні дощі, які здатні випадати на відстані багатьох сотень і тисяч кіло-

метрів від джерела первісного викиду речовин. Під впливом кислотних дощів відбувається закислення вод озер і ґрунтів, змінюється їх хімічний склад, погіршується водно-екологічний стан тощо.

На сьогодні багато вітчизняних та зарубіжних учених, зокрема: О. М. Адаменко [2-7], Р. М. Говдяк [48, 49, 83], І. І. Мазур [128-130], М. С. Мальований [102, 134, 135], Г. І. Рудько [212, 213], Я. М. Семчук [221-224], А. Хофф [282], Л. Є. Шкіца [252], Є. О. Яковлев [188] та інші довели негативний вплив трубопровідного транспорту на навколишнє середовище. У процесі вишукування трас, будівництва й експлуатації трубопроводів відбувається вплив на навколишнє середовище, рослинний і тваринний світ, підземні й поверхневі води, а також приземний шар атмосфери.

Продовження терміну служби та забезпечення надійної роботи здатності газопроводів, які експлуатуються в сучасних умовах, вимагає розробки комплексної методології оцінювання та прогнозування їх безпечної експлуатації.

Тому важливими першочерговими завданнями в галузі підвищення еколого-техногенної безпеки газотранспортного комплексу України є:

- удосконалення системи екологічного моніторингу за об'єктами комплексу (від родовищ і трубопроводів до сховищ та об'єктів використання газу) на основі спостережень за змінами хімічного складу атмосфери та ґрунту, їх спектрально-фізичних параметрів та ін.;

- розроблення методології оцінювання впливу розмірів руйнування магістральних газопроводів та величини втрат витоків на формування ареалів забруднення;

- розроблення наукових основ та організація постійного екологічного аудиту на об'єктах газотранспортної інфраструктури.

Негативний вплив на навколишнє середовище при транспортуванні природного газу просторово розвинутою ГТС має високий ризик виникнення. Швидкий розвиток газової галузі та зростаюча залежність промисловості від газу створюють нові екологічні проблеми. Основні завдання полягають не тільки в тому, щоб звести до мінімуму негативний техногенний вплив на безпеку життєдіяльності та навколишнє середовище, але й змінити саму стратегію безпечного розвитку паливо-енергетичного комплексу. Перспективним стратегічним напрямом покращення забезпечення України природним газом є розроблення і впровадження екологічно безпечних та економічно вигідних CNG-технологій транспортування природного газу.



# РОЗДІЛ 1. РЕТРОСПЕКТИВНИЙ ОГЛЯД ПРОБЛЕМИ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

## 1.1 Проблема забезпечення та прогнозування безпечного транспортування газу

Україна має розгалужену мережу магістральних трубопроводів для транспортування природного газу. Загальна довжина магістральних газопроводів і газопроводів відгалуження, які знаходяться у сфері керування НАК “Нафтогаз України”, становить 38,55 тис. км [33, 117, 163]. Стабільно працюючи, газотранспортна мережа України є важливою ланкою не тільки економіки держави, але і стратегічним чинником її національної безпеки [163].

Газотранспортна система України з'єднана мережею газопроводів із системами Росії, Білорусії, Молдови, Румунії, Польщі, Угорщини, Словаччини, а через них із загальноєвропейською мережею магістральних газопроводів (рис. 1.1).

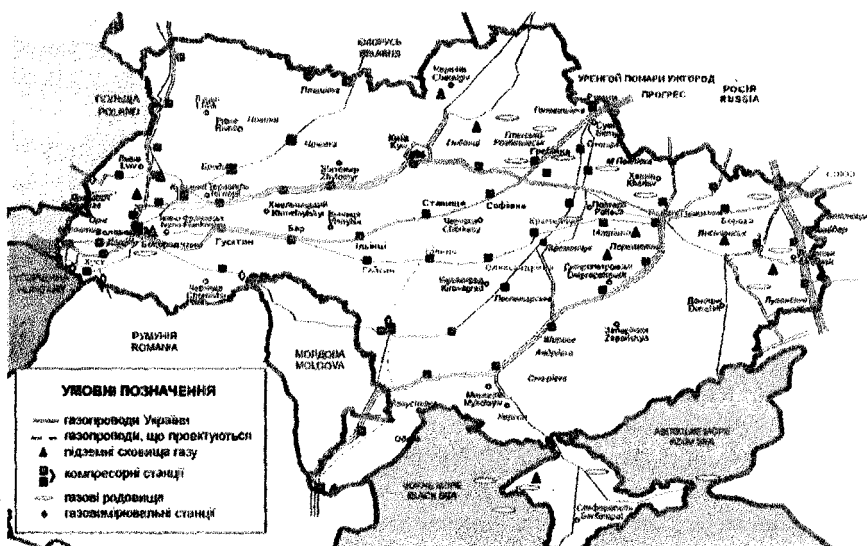


Рисунок 1.1 – Газотранспортна система України

Незважаючи на те, що останнім часом Росія розробляє нові транспортні маршрути експорту газу, Україна, володіючи потужною системою магістральних газопроводів, розвинутою інфраструктурою, що включає 71 компресорну станцію, 108 компресорних цехів, 13 підземних сховищ, 1458 газорозподільних станцій, а також висококваліфікованими кадрами, і надалі залишається найбільшою країною за транзитом російського газу [117].

Можливості газотранспортної мережі України можуть забезпечити щорічний транзит російського газу у Туреччину та країни Європейського Союзу до 180 млрд м<sup>3</sup> газу. Завдяки її сталій роботі в значній мірі задовольняються потреби України в енергоносіях [33].

Газова промисловість України зародилася на початку ХХ століття у Прикарпатті [215]. Перший газопровід діаметром 175 мм з робочим тиском 0,2-0,3 МПа, для подачі нафтового газу з м. Борислава до м. Дрогобича (на фірму “Галиція”) довжиною 12 км побудовано у 1912 році.

У 1922 році побудовано газопровід “Дашава – Стрий” діаметром 225 мм довжиною 14,4 км, який в 1924 році було продовжено від м. Стрия до м. Дрогобича і м. Борислава (55 км). У 1929 році побудовано найдовший на той час у регіоні газопровід “Дашава – Миколаїв – Львів” діаметром 175 мм та довжиною 81 км.

У 1948 році введено в експлуатацію з труб великого діаметру 529 мм найпотужніший в Європі магістральний газопровід “Дашава – Київ” довжиною 509 км, який у 1951 році було продовжений до Москви. Його загальна довжина становила 1300 км.

У 1956 р. введено в експлуатацію газопровід “Шебелинка – Харків” діаметром 400 мм і протяжністю 856 км.

У період з 1960 по 1965 роки введено в експлуатацію магістральні газопроводи “Шебелинка – Кривий Ріг – Одеса”, “Шебелинка – Дніпропетровськ”, “Шебелинка – Полтава – Київ”, “Дашава – Мінськ” (протяжністю по українській території 295 км), “Угерсько – Івано-Франківськ – Чернівці” (211 км), “Косів – Чернівці” (61 км), “Долина – Пасічна” (66 км), а у 1968 – 1973 роках побудовано газопроводи “Єфремівка – Диканька – Київ” із продовженням його до західних регіонів України (діаметр 1020 мм, довжина 1100 км) та “Шебелинка – Диканька – Київ” (діаметр 1220 мм, довжина 549 км).

У 1978 р. було введено в експлуатацію трансконтинентальний газопровід “Союз” діаметром 1420 мм з робочим тиском 7,4 МПа, довжина якого на території України становить 1567 км. По цьому

газопроводу газ Оренбурзького родовища Росії почав експортуватися до країн Центральної і Західної Європи, а також використовуватись споживачами України. У 1983 р. побудовано газопровід “Уренгой – Помари – Ужгород” діаметром 1420 мм довжиною на території України 1160 км. У наступні роки були побудовані газопроводи “Прогрес”, “Слець – Курськ – Диканька”, “Новопсков – Шебелинка”, “Слець – Кременчук – Кривий Ріг”, “Ананьїв – Богородчани”, “Ананьїв – Ізмаїл” та інші, що дало можливість закільцювати українську систему газопроводів і підключити до неї споживачів півдня України [211, 215].

Таким чином, до 1990 р. на території України було прокладено більш як 75 % магістральних газопроводів. Їх структура за терміном експлуатації розподіляється таким чином [33]:

- до 10 років – 8,0 % (3,18 тис. км);
- від 11 до 20 років – 16,0 % (6,39 тис. км);
- від 21 до 30 років – 30,0 % (11,35 тис. км);
- більш ніж 30 років – 46,0 % (17,63 тис. км).

Однак, в процесі тривалої експлуатації (понад 20 років) захисне ізоляційне покриття трубопроводів поступово втрачає свої експлуатаційні властивості [28, 45, 163, 202, 231, 256, 260], що спричиняє корозійні процеси, які призводять до виникнення і розвитку поверхневих корозійних (пітингів, язв, каверн) та тріщиноподібних дефектів, до яких відносяться гострі дефекти основного металу (риски, подряпини тощо) та дефекти зварного шва (підрізи, непровари, пори, шлакові вclusions) [79, 127, 178, 268].

Крім того, метал магістральних трубопроводів зазнає деформаційного старіння, тобто спостерігається зниження його фізико-механічних характеристик, які визначають працездатність газопровідних труб [117, 163, 173, 175, 197, 198, 204, 210, 245, 246]. Оскільки в процесі транспортування газу, у результаті як стаціонарних, так і нестационарних процесів, метал таких труб зазнає постійного впливу асиметричних втомних навантажень, температурних впливів, зсувних процесів у зоні їх прокладання [89, 114, 127, 180, 181, 265]. Такі процеси сприяють субкритичному розвитку як корозійних, так і тріщиноподібних дефектів, які, досягнувши критичних розмірів, можуть призвести до аварійної ситуації, і, як наслідок, до суттєвих економічних та екологічних втрат, а також до людських жертв, спричинених розлітанням фрагментів і осколків трубопроводу, повітряною ударною хвилею у результаті перетворення енер-

гії стисненого газу, термічним впливом у результаті горіння [13, 20, 127, 180, 258, 270].

Збитки, пов'язані з такими аваріями, складаються з витрат, пов'язаних з втратою газу, вартості ремонтно-відновлювальних робіт, а також внаслідок збитків від неподання газу споживачам. Останні втрати можуть виявитися найбільш суттєвими через те, що магістральні газопроводи проходять, як правило, в районах, віддалених від населених пунктів, а це збільшує терміни ремонту пошкоджених ділянок [33, 89, 96, 258]. Так, за розрахунками, у результаті аварії на лінійній частині газопроводу, залежно від місця розриву і часу закриття найближчих кранів, а також довжини лінійних ділянок між кранами при розрахунковому тиску 5,4 МПа втрати можуть складати близько 620 тонн газу [74]. Крім того, реальну небезпеку для навколишнього середовища представляють випадки руйнування газопроводу із загоранням газу, оскільки температура полум'я сягає 1500 – 1800 °С, а висота факела 60 – 200 м. Частота аварійних ситуацій із загоранням становить 50 – 60 % від загальної кількості аварій. Вони є джерелом викидів NO<sub>2</sub> і CO, а також теплового впливу на навколишнє середовище [13]. Наприклад, під час аварії на газопроводі “Новопсков – Аксай – Моздок” у 1996 р. струмінь палаючого газу сягав 200 м і був спрямований уздовж траси газопроводу паралельно межі житлової забудови [83], а під час вибуху газопроводу “Мінськ – Торжок” у 1997 році за 4 години вигорів ліс в радіусі 10 – 15 км [94]. В останній час у Черкаській області зареєстровано три випадки стрес-корозійного розтріскування на магістральному газопроводі “Уренгой – Помари – Ужгород”. Аварії відбувалися на ділянках газопроводу поблизу компресорних станцій (до 25 км) і супроводжувалися вибухом та загоранням газу. У результаті аварій утворювалися котловани довжиною до 50 м, шириною до 30 м і глибиною до 10 м із зоною термічної поразки в радіусі до 750 м, розліт осколків при цьому сягав 500 м [203].

Оскільки близько 50 % магістральних газопроводів експлуатуються понад 30 років, тобто вичерпали свій амортизаційний ресурс, то виникають серйозні застереження до їх безпечної експлуатації. Тому для підвищення безпеки та забезпечення ефективності транспортування природного газу вітчизняною трубопровідною системою актуальною проблемою є оцінка її технічного стану, визначення екологічних ризиків, прогнозування аварійних ситуацій та оцінювання їх наслідків [117, 127, 163, 180 ].

Отже, ризик виникнення аварійної ситуації зростає із збільшенням тривалості експлуатації магістральних газопроводів. З метою уникнення аварій на магістральних газопроводах тривалої експлуатації здійснюють їх технічне діагностування методами неруйнівного контролю при шурфуванні або внутрішньотрубною дефектоскопією за допомогою багатоканальних автоматизованих дефектоскопів [110]. Виявляють дефектні ділянки, визначають розміри та розміщення дефектів на поверхні газопроводу [251], що є базою для ймовірнісної оцінки цілісності трубопроводу [25, 110, 155, 157, 166, 294].

Наявність виявлених ділянок газопроводу зі значною кількістю дефектів ставить перед керівниками відповідних служб питання про те, яким чином експлуатувати його надалі, тобто продовжити його експлуатацію понизивши робочий тиск у трубі чи припинити експлуатацію трубопроводу взагалі, прийнявши рішення про ремонт трубопроводу на вищезазначених ділянках. Для прийняття обґрунтованих рішень використовують спеціальні нормативні документи, які дозволяють оцінити ступінь можливого ризику та вплив виявлених дефектів на міцність металу газопровідної труби [57, 59, 158, 163, 181, 259, 262, 268].

Взагалі, проблема забезпечення надійної та безпечної експлуатації магістральних газопроводів із виявленими дефектами виникає не тільки в газовій галузі України. Вона є актуальною для багатьох промислово-розвинутих країн світу [117, 258, 263, 269, 276, 277]. Так, наприклад, при загальній довжині європейської газотранспортної системи 135,2 тис. км, яка за останні 40 років збільшилась у 4,5 рази, мало трапилося 1222 аварії [281], а у Росії, при загальній довжині газотранспортної системи 148,5 тис. км у 1992 – 2000 роках, відбулося 289 гільйотинних руйнувань, причому із “віком” їх кількість зростає [127].

## **1.2 Аналіз причин аварійних ситуацій та руйнувань магістральних газопроводів**

У результаті тривалої експлуатації, по-перше, знижуються захисні властивості ізоляційних полімерно-стрічкових та бітумних покриттів, які складають 70-80 % від загальної протяжності газових магістралей, фактичний ресурс яких внаслідок процесів деградації визначається 8-12 роками [117, 127, 163].

По-друге, під впливом тривалих функціональних, як зовнішніх та і внутрішніх навантажень, які формують високий рівень напружень, метал у стінках трубопроводів також зазнає процесів старіння, які є причиною їх техногенних відмов. У результаті процесів деградації у газопровідних сталях, збільшується ризик в'язкого або крихкого руйнування газопровідних труб, оскільки зростає як кількість дефектів, так і рівень внутрішніх напружень, знижується опірність розвитку як тріщиноподібних дефектів, так і корозійно-втомних тріщин. Крім того, причиною руйнування магістральних газопроводів є також природно-кліматичні фактори. Так, температурні впливи переважно уздовж осі труби викликають значні поздовжні напруження спричинені осьовим стиском або розтягом, а сейсмічні коливання, навантаження спричинені дією води або вітру (повені, урагани), зсуви та просідання ґрунтів, навантаження від обмерзання та налипання снігу, викликають осьові напруження від згинальних та крутних моментів, а також поздовжньої осьової сили [29, 79, 256].

Узагальнений аналіз причин руйнування засвідчив різну їх специфіку та структуру залежно від географічного положення, кліматичних умов їх експлуатації та підходів до оцінювання аварійних ситуацій [127, 281].

Так, структура магістральних газопроводів у Росії за терміном експлуатації розподіляється таким чином:

- до 20 років – 28,0 % (41582 км);
- від 21 до 30 років – 37,0 % (54949 км);
- більш ніж 30 років – 35,0 % (51979 км) [127].

Таким чином, 72 % магістральних газопроводів Росії експлуатуються понад 20 років, а середній вік експлуатованих магістральних газопроводів досяг 33 роки [127].

Слід зазначити, що в Росії аварійними ситуаціями на магістральних газопроводах вважають гільйотинне руйнування [127], тоді як дані про Європейські газопроводи включають відмови з утворенням витоку [281].

Основною причиною гільйотинного руйнування магістральних трубопроводів у світі є стрес-корозійні руйнування. Вперше таке руйнування було зареєстроване у 1965 році на Трансканадській системі газопроводів [203, 229, 280]. Руйнування, спричинені корозійним розтріскуванням під напругою, мали місце також під час експлуатації інших газопроводів цієї системи, де наявність

стрес-корозійних тріщин фіксували на трубах 13 різних заводів-виробників труб [176].

В Росії корозійне розтріскування під напруженням або стрес-корозійне руйнування спостерігали ще в 70-х роках ХХ століття на магістральних газопроводах “Бухара – Урал” і “Середня Азія – Центр”. Тоді на південній ділянці цих газопроводів зареєстровано 103 випадки стрес-корозійного руйнування, а на підприємствах “Севергазпрому” відбулося 7 подібного типу руйнувань, до того ж руйнувалися труби з поздовжнім та спіральним швом. У районі Краснотуринська на шестинитковій ділянці газопроводу зареєстровано 11 аналогічних руйнувань. При повторному випробуванні цієї ділянки газопроводу сталося додатково ще 33 розриви, пов'язаних із стрес-корозійним руйнуванням [176]. В цілому у Росії за останні 30 років приблизно у 60 % випадках основною причиною аварійних ситуацій гільйотинного типу на магістральних газопроводах було корозійне розтріскування під напруженням або стрес-корозія [258].

На загал, у Росії в 1990 – 2000 роках біля 30 % випадків виникнення аварійних ситуацій зовнішня корозія, включаючи корозійне розтріскування під напругою або стрес-корозійне руйнування, є основною причиною руйнувань, тоді як механічні пошкодження (зовнішні впливи) є причиною руйнувань у 19 % випадків, а дефекти труб та брак при будівельно-монтажних роботах відповідно складають – 11,4 % та 22 % [127]. Причому, у останні роки через зовнішню корозію було зареєстровано 63,4 % руйнувань, в тому числі 58,5 % руйнувань були ідентифіковані як стрес-корозійні. Тоді як брак металу і дефекти зварки (дефекти труб) та брак при будівельно-монтажних роботах відповідно складають – 6,1 %, 18,3 % (24,4 %) та 12,2 % [96]. Слід, однак зауважити, що наведені в роботі [96] дані є дещо завищені, оскільки не враховують аварійні ситуації, спричинені зовнішніми механічними втручаннями.

Найбільша кількість руйнувань в 2000 році спостерігалась через корозію під напруженням на магістральних газопроводах діаметром 1420 мм (59,4 %). Обстеження понад 2500 км магістральних газопроводів за допомогою магнітного дефектоскопа (ДМТП-1400) “Спецнефтегаза” дозволило виявити 70 одиночних тріщин і 984 колоній тріщин стрес-корозійного походження в одношовних закордонних та двошовних трубах Харцизького трубного заводу [127].

Зауважимо, що географія стрес-корозійних руйнувань в Росії останнім часом значно розширилась. Так, якщо до 2000 р. в основ-

ному подібні руйнування фіксувались на об'єктах “Тюменьтрансгаз” та “Северотрансгаз”, то останнім часом аналогічні аварії мають місце на газопроводах “Сургуттрансгаз”, “Уралтрансгаз”, “Пермтрансгаз”, “Волготрансгаз” та “Лентрансгаз”, тобто поширились на європейську частину Росії [127].

До 1990 року частка аварій газопроводів Росії через корозійне розтріскування під напругою і пов'язаних з цим втрат газу не перевищувала 10 % від усіх аварій. З 1996 по 2000 роки кількість таких аварій подвоїлась, а втрати від них досягли 50 % від загального збитку. Причому стрес-корозійне руйнування металу труб відбувалося тільки на газопроводах великого діаметру (табл. 1.1) у “віці” від 7 до 24 років.

Таблиця 1.1

**Розподіл стрес-корозійних аварій по магістральних газопроводах різних діаметрів протягом 1989-2000 років [127]**

Діаметр газопроводу, мм	1420	1220	1020	820	720
Частка аварій, %	46,74	38,05	13,05	1,08	1,08

Дані [281] про Європейські газопроводи (EGIG) за період з 1970 по 2010 роки свідчать, що механічні пошкодження (зовнішні впливи) є причиною руйнувань у 48,4 % випадків, а дефекти труб та брак при будівельно-монтажних роботах складають – 18 %, зовнішня корозія є основною причиною руйнувань у 16 % випадків. Таким чином, головною причиною аварій на європейських газопроводах є зовнішні впливи, тоді як в Росії – корозія.

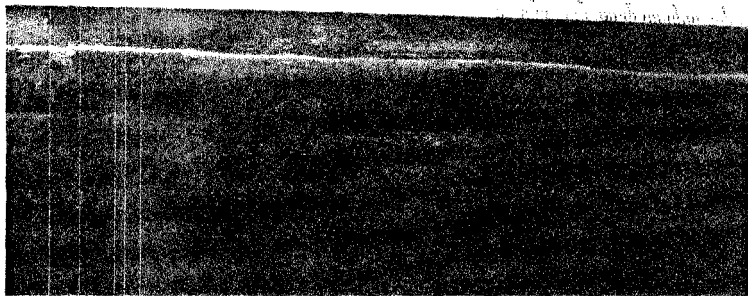
Газотранспортна система України аналогічна російській. На сьогодні понад 75 % газопровідної системи України експлуатується понад 20 років [33]. Протягом 2002 – 2009 років на магістральних газопроводах України відбулося 414 випадків аварійних ситуацій, в тому числі 5 аварій і 409 відмов.

Найбільша кількість аварій за останні роки відбулась на магістральному газопроводі “Уренгой – Помари – Ужгород”: 11.04.2003 року на 3736 км дільниці КЗ Дніпро – КС Ставище – КС Іллінці, 07.05.2007 року на 3737 км дільниці КЗ Дніпро – КС Ставище – КС Іллінці і 06.12.2007 року на 3854,3 км дільниці КС Іллінці – КС Бар. Аналіз цих масштабних аварій гільотинного типу руйнування, засвідчив, що їх основною причиною було утво-



рення, виявлених у зламі руйнування в осьовому напрямку труби на відстані до 25 мм від лінії сплавлення повздовжнього зовнішнього шва труби, корозійно-втомних тріщин довжиною 0,6-3,0 м та глибиною 6-12 мм за механізмом корозійного розтріскування під напруженням (стрес-корозії) внаслідок пошкодження захисного покриття труб, високої корозійної активності ґрунтів та порушення режимів електрохімічного захисту на аварійних ділянках траси [28, 111, 176].

Такі стрес-корозійні тріщини здебільшого з'являються на зовнішній поверхні труби у вигляді колоній паралельних дрібних порушень суцільності орієнтованих, в основному, вздовж осі труби, які з часом, зливаючись, утворюють магістральну корозійно-втомну тріщину (рис. 1.2), переважно на відстані до 250 мм від зварного шва. Найчастіше вони виникають у нижній частині газопровідної труби. Залежно від корозійної активності ґрунтового середовища, навколо газопровідної труби спостерігається два типи корозійного розтріскування під напругою (стрес-корозії).



**Рисунок 1.2 – Корозійно-втомна тріщина, виявлена на зовнішній поверхні труби діаметром 1420 мм магістрального газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород” (3871,81 км, дільниця КС “Іллінци” – КС “Бар”) [111]**

Міжкристалічному розвитку тріщин по товщині стінки труби, тобто її розгалуженню сприяють ґрунти, що містять середовище з високим показником кислотності ( $\text{pH} > 8$ ). Розвиток тріщин за механізмом транскристалічного руйнування через водневе окрихчення відбувається у ґрунтах з нейтральним або кислотним середовищем ( $\text{pH} \leq 8$ ) [111].

Вперше у практиці експлуатації магістральних газопроводів в Україні у квітні 2003 р. на ділянці КС “Ставище” – КС “Іллінці” магістрального газопроводу діаметром 1420 мм “Уренгой – Помари – Ужгород” сталося гільйотинне руйнування, яке, згідно з висновком Інституту електрозварювання ім. Є. О. Патона, відбулося за механізмом корозійного розтріскування під напруженням (стрес-корозії) металу труби внаслідок неконтрольованого розвитку магістральної корозійно-втомної тріщини глибиною 8 мм та довжиною 650 мм. Під час проведення ремонтних робіт було замінено понад 80 м газопровідної труби [111, 176].

Незважаючи на значні комплексні обстеження магістрального трубопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород”, проведені після першого руйнування (рис. 1.3), в травні 2007 року на 3737 км магістрального газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород” відбулося гільйотинне руйнування близько 40 погонних метрів лінійної частини трубопроводу зі спалахом газу. Близько 12 метрів лінійної частини магістрального газопроводу з боку КС “Ставище” було відірвано внаслідок руйнування труби в пришовній зоні кільцевого зварного стику, звернуто в спіраль та відкинуто вибухом на 130 метрів. Близько 28 погонних метрів лінійної частини магістрального газопроводу з боку КС “Іллінці” було зруйновано по пришовній зоні повздовжнього зварного шва та плоско деформовано. На обох кінцях зруйнованого газопроводу в нижній напівсфері утворилися деформаційні гофри.



**Рисунок 1.3 – Виявлений на трубі діаметром 1420 мм ділянки магістрального газопроводу “Уренгой – Центр 2” за результатами дефектоскопії у 2004 р. поздовжній груповий дефект стрес-корозійного характеру [155, 166]**

Слід зауважити, що на момент аварії магістральний газопровід “Уренгой – Помари – Ужгород” на ділянці КС “Ставище” – КС “Іллінці” працював у проектному режимі без відступлення від проектних параметрів. Дана ділянка входила до складу об’єктів підвищеної небезпеки, включеного до Державного реєстру об’єктів

підвищеної небезпеки. На цей об'єкт підвищеної небезпеки було розроблено Декларацію безпеки з позитивним експертним висновком Придніпровського експертно-технічного центру Держгірпромнагляду України.

Геодезичні заміри виявили зміну просторового положення дільниці газопроводу та неспівосність труб у зоні руйнування на 0,97 м з боку КС "Ілліці" і на 1,05 метра з боку КС "Ставище". Зміна просторового положення дільниці газопроводу у вертикальній площині була зумовлена надмірним баластуванням газопроводу, а у горизонтальній площині – вірогідною дією зсувних процесів на схилі прилеглого пагорба.

Експертними дослідженнями, проведеними фахівцями інституту електрозварювання ім. С. О. Патона, було встановлено, що руйнування труб ініційовано корозійно-втомною тріщиною завдовжки 470 мм та максимальною глибиною 6,8 мм, виявленою на зламі руйнування в напрямку твірної труби на відстані близько 20 мм від лінії сплавлення повздовжнього зовнішнього шва труби. Вищевказаний дефект мав стрес-корозійне походження, а його утворення обумовлене наявністю пошкодження ізоляційного покриття труби, корозійною активністю ґрунту та складним напружено-деформованим станом, спричиненим дією природничих чинників та відхиленням від проектних рішень при спорудженні газопроводу [111, 176].

У цьому ж році 6 грудня на 3854,3 км магістрального газопроводу "Уренгой – Помари – Ужгород" відбулось гільотинне руйнування близько 40 погонних метрів лінійної частини трубопроводу зі спалахом газу. Внаслідок аварії утворилася яма з глибиною до 10 метрів та розмірами 40×25 метрів. Три фрагменти лінійної частини магістрального газопроводу було відкинуто вибухом на відстані відповідно 62 м, 190 м та 383 м. У радіусі до 200 метрів були розкидані вибухом фрагменти 68 пригрузів УБО-1.

Руйнування труб відбулося по зоні термічного впливу заводського повздовжнього зварного з'єднання. На обидвох кінцях зруйнованого газопроводу утворилися деформаційні гофри. У місці руйнування металу трубопроводу в пришовній зоні повздовжнього зварного з'єднання було виявлено повздовжні корозійно-втомні тріщини, орієнтовані паралельно зварному шву.

Наявність напружено-деформованого стану підтвердились даними геодезичних замірів положення кінців труб на відстані

71 метр, що виявили зміну просторового положення газопровідної труби. Виявлено неспівосність труб у зоні руйнування на 0,97 метра з боку КС “Ілліні” і на 1,05 метра з боку КС “Ставище”.

Згідно з висновками фахівців інституту проблем міцності, параметри напружено-деформованого стану не були критичними, але вони сприяли руйнуванню газопроводу за умови наявності дефектів у газопровідній трубі. Зміна просторового положення дільниці газопроводу у вертикальній площині була зумовлена надмірним баластуванням газопроводу, а в горизонтальній – вірогідною дією зсувних процесів на схилі прилеглої пагорба.

Впродовж 14 хвилин аварійна дільниця магістрального газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород” була відключена і газовий потік було скеровано на газопровід “Прогрес”. Це дало змогу безперервно, у планових обсягах та відповідно до контрактних домовленостей здійснювати експортні поставки газу.

Вищеописані аварії вказують на те, що найбільшу небезпеку для лінійної частини магістральних газопроводів становить стрес-корозійне руйнування металу труби, що перебував в напруженому стані. Встановлено основні фактори, що сприяють підвищеній схильності металу трубопроводу до стрес-корозійного розтріскування [203]:

а) близькість до компресорної станції (до 25 км), що сприяє підвищенню температури металу труби на виході з компресорної станції до 40 °С. При підвищенні температури зростають швидкості хімічних і електрохімічних реакцій у 2-3 рази на кожні 10 °С, у тому числі зростає швидкість деструкції стрічкової ізоляції та швидкість корозії металу труби;

б) використання труб, які за досвідом експлуатації, мають підвищену схильність до стрес-корозійного розтріскування (1420 мм, товщина стінки 15,7 мм, сталь 470 контрольованої прокатки);

в) використання стрічкового захисного покриття (94,4 %), при використанні якого, за досвідом експлуатації, виявлена найбільша кількість аварій;

г) висока корозійна активність ґрунту – швидкість ґрунтової корозії металу газопроводу досягає 0,38 мм/рік згідно з ДСТУ 4219-2003. Швидкість корозії металу в дефекті захисного покриття при працюючій системі електрохімічного захисту (швидкість залишкової корозії) досягає 0,01 мм/рік;

д) досить великий час експлуатації – більше 23 років;

е) наявність ділянок газопроводу в напружено-деформованому стані, а саме, на згинах, опорних частинах і переходах з одного діаметра труби на інший.

Крім руйнувань газопровідних труб, внаслідок стрес-корозійного розтріскування, мали місце руйнування, викликані суттєвим впливом добових коливань робочого тиску в газопроводах, що у поєднанні з дією експлуатаційного середовища спричинило появу та розвиток тріщиноподібних дефектів у стінках труб за механізмом корозійної втоми [75, 114, 185-187, 225]. Так, утворення втомних тріщин після 15 років експлуатації другої нитки магістрального газопроводу на 383 км “Краснодарський край – Серпухов” у 1999 р. (спіральні труби діаметром 1020×10,5 мм) виникло протягом двох місяців через значне коливання робочого тиску (від 3,62 до 5,07 МПа) [28].

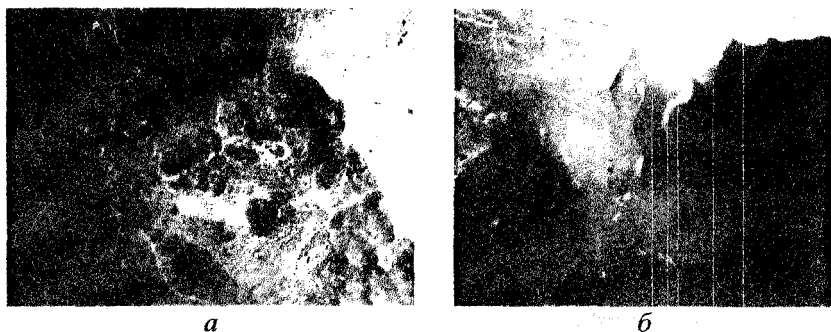
Аналогічна причина руйнування (сліди втомних тріщин на поверхні руйнування) була відзначена під час аварії на магістральному газопроводі “Новопсков – Аксай – Моздок” у 1996 р. (труби діаметром 1220×15,4 мм з поздовжнім швом) після 13 років експлуатації [28, 83]. Причому руйнування відбулось біля двох кільцевих зварювальних швів. Внаслідок руйнування першого зварювального з'єднання 16 м газопровідної труби було піднято під кутом 30°. Руйнування другого зварювального з'єднання сталося на відстані 800 м від першого. При цьому зварювальне з'єднання розійшлося на 15-20 мм, унаслідок чого утворилася яма розмірами 2,5×0,8×0,6 м [28, 83].

Також, слід зауважити, що низьколеговані сталі, що використовуються для будівництва газопроводів, уразливі до корозії [127, 163]. Аналіз розподілу відмов з причин виникнення засвідчує [28], що 35-40 % руйнувань магістральних газопроводів – за даними українських та російських дослідників – зумовлені зовнішньою (рис.1.4-1.6) та внутрішньою (рис. 1.7) корозією, в тому числі стрес-корозією (див. рис.1.2-1.3) на обох поверхнях газопровідних труб [111, 127, 163].

У цілому, зовнішнє корозійне руйнування магістральних газопроводів є більш поширене ніж внутрішнє, яке більш характерне для промислових газопроводів, оскільки вони працюють з неочищеним газом, що містить багато сірководню, вологи, вуглекислого газу тощо [163].

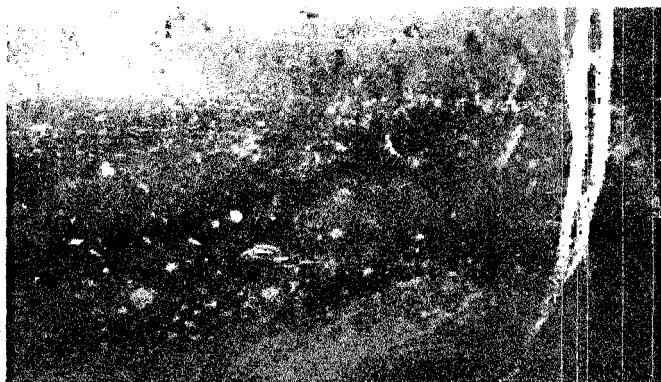
Зауважимо, що корозійне руйнування внутрішньої поверхні стінок магістральних газопроводів має дуже небезпечні наслідки (рис.1.8) [202]. У роботі [273] показана внутрішня поверхня труби в

місці зародження тріщини, в газопроводі, який зруйнувався відразу після підвищення експлуатаційного тиску. Руїнування ініційовано у нижній частині труби, ураженої пітинговою корозією.



**Рисунок 1.4 – Зовнішня виразкова корозія металу магістрального газопроводу глибиною 3-5 мм (а) і ділянка розриву труби з наскрізним отвором (свищем) (б) [28]**

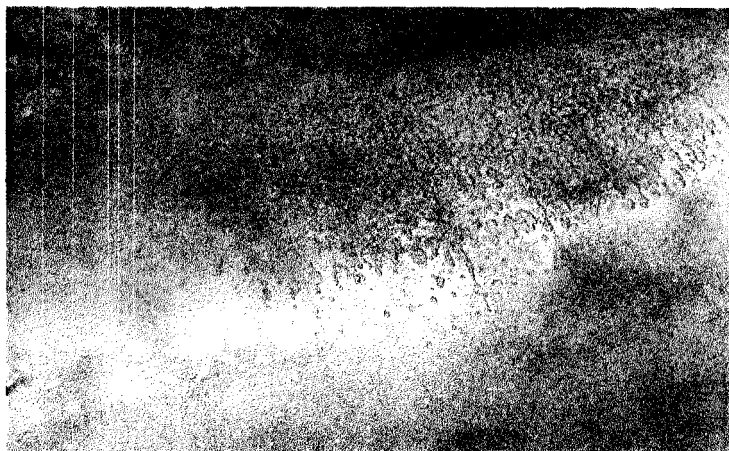
Поряд із руїнуваннями гільйотинного типу магістральних газопроводів виникають аварійні ситуації, пов'язані з утворенням витоків. За даними російських дослідників [127] в 1986-1990 роках інтенсивність аварій на газопроводах складала 0,35 аварій на тис. км у рік, тоді як інтенсивність утворення свищів та наскрізних тріщин 5,86 аварій на тис. км у рік.



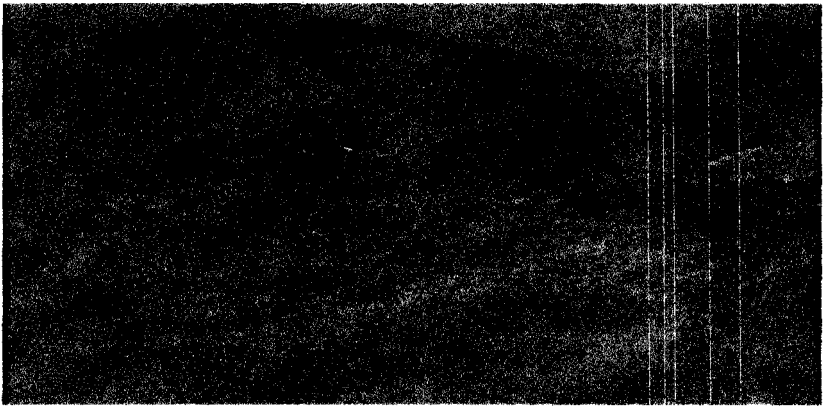
**Рисунок 1.5 – Система корозійних каверн на трубі діаметром 1420 мм магістрального газопроводу “Союз” [58]**



**Рисунок 1.6 – Одиничні корозійні каверни на трубі діаметром 1420 мм магістрального газопроводу “Долина – Ужгород – державний кордон II”**



**Рисунок 1.7 – Груповий корозійний дефект у вигляді системи корозійних каверн на трубі діаметром 1420 мм магістрального газопроводу “Долина – Ужгород – державний кордон II” (ДУД – II)**



**Рисунок 1.8 – Корозійний дефект виявлений на внутрішній поверхні магістрального газопроводу [202]**

Аналогічна ситуація спостерігається і на вітчизняних магістральних газопроводах. За статистичними даними у результаті внутрішньотрубної діагностики стану магістральних газопроводів України виявляється біля 5000-6000 дефектів на кожні 100 км довжини. Значна частина цих дефектів є недопустимою і вимагає ремонту [117, 156, 163].

Дослідження технічного стану 25 % магістральних газопроводів ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" засвідчили [180], що втрата понад 60 % металу становить 0,9 % від усіх випадків; втрата 41-60 % металу – 5 % випадків, а втрата 20-40 % металу – 45,5 % випадків.

Фахівці фірми "РОЗЕН Юроп Б.В." у 1996-2010 роках діагностували близько 12000 км, магістральних газопроводів. Внутрішньотрубна діагностика засвідчила ефективність щодо отримання максимуму інформації про розміщення виявлених в тілі труби дефектів та способу їх усунення. Для прикладу, на ділянці КС "Долина" – КС "Россош" на глибині залягання газопроводу більше 4 м були виявлені небезпечні дефекти з утратою металу понад 60 % по товщині стінки труби [176]. За її результатами виявлено майже 400 аварійно небезпечних дефектів, які були ліквідовані різними методами [176].

Крім того, за допомогою інтелектуального поршня фірми "РОЗЕН Юроп Б.В." було обстежено технічний стан магістральних газопроводів ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" на території філії УМГ "ЛЬВІВТРАНСГАЗ". Встановлено, що втрати металу є лише на зовнішній поверхні експлуатованих понад 20 років труб [103].



Однак, слід зауважити, що застосування внутрішньотрубної діагностики дозволяє виявити дефекти, які мають розмір 10-15 % товщини стінки труби, тобто в найбільш поширеному сортаменті труб діаметром 1420×18,7 мм, виявляються стрес-корозійні тріщини глибиною понад 2 мм. У той час тріщини з глибиною до 2 мм у таких трубопроводах не виявляються, хоча їх підростання до критичних розмірів може відбутися протягом незначного часового періоду (1,4 років), який є менший, ніж проміжок між плановими діагностичними оглядами [18, 59, 115, 176].

Таким чином, у процесі тривалої експлуатації на магістральні газопроводи можливий одночасний вплив навантажень, пов'язаних із складним напружено-деформованим станом (навантаження, спричинені дією природних факторів, температурні впливи, тощо), втомних навантажень, викликаних експлуатаційними факторами (амплітудою зміни робочих тисків, стаціонарними та нестаціонарними процесами), деградаційними процесами, які по-перше, знижуючи захисні властивості ізоляційних полімерно-стрічкових покриттів, сприяють корозійним процесам, а по-друге, призводять до старіння металу в стінках трубопроводів [28, 127, 163, 227, 295]. Сумарна дія перелічених факторів спричиняє зародження та розвиток тріщиноподібних дефектів і корозійно-втомних тріщин [104, 105, 200] (рис. 1.10-1.18), які, поширюючись до критичних розмірів, призводять до їх катастрофічного руйнування [28, 155, 166].

Тому, правильне розуміння та детальне вивчення цих питань, дозволить розумно використовувати методи ідентифікації, діагностики й прогнозування руйнувань на початкових стадіях її розвитку, що дозволить зменшити кількість відмов та аварій при експлуатації магістральних газопроводів, що в свою чергу підвищить екологічну безпеку газотранспортної інфраструктури.

Наведені дані свідчать про важливість, складність та особливість, внаслідок тривалої експлуатації магістральних газопроводів, процесів старіння захисного покриття та металу труб, дефектоутворення на тілі труб [117, 163], а також на необхідність більш глибокого всестороннього дослідження впливу цих процесів на процес виникнення аварійних ситуацій (неконтрольованого руйнування) трубопровідних систем [278].

Обґрунтування безпечної експлуатації трубопровідних систем здійснюється за допомогою різних підходів до оцінювання корозійно-механічної дефектності металу труб [72, 132, 173, 179, 257],

поєднання яких з врахуванням методології оцінки ризику і безпеки [35, 127, 155, 180] без сумніву знизить ризик виникнення аварійних ситуацій на магістральних газопроводах.

### **1.3 Класифікація аварій та відмов на об'єктах магістральних газопроводів**

До аварій першої категорії на об'єктах магістральних газопроводів належать аварії, коли сталася хоча б одна з таких подій:

а) аварія, внаслідок якої смертельно травмовано 5 та більше осіб, або травмовано 10 і більше осіб;

б) аварія, що спричинила викид газу або токсичних речовин за межі охоронної чи санітарно-захисної зони об'єкта магістрального газопроводу з перевищенням їх гранично допустимих концентрацій більше ніж в 10 разів;

в) аварія, внаслідок якої зруйновано будівлі чи споруди об'єкта магістрального газопроводу, що створило загрозу безпеці працівників чи населення на прилеглих територіях;

г) аварія, що призвела до руйнування лінійної частини магістрального газопроводу, комунікацій чи технологічного обладнання компресорної станції, газорозподільної станції, підземного сховища газу та виведення їх з ладу на термін понад 64 годин;

д) аварія, що призвела до припинення газопостачання споживачів із загальним обсягом газоспоживання понад 3 млн м<sup>3</sup> на добу;

е) аварія, що призвела до зменшення добових обсягів транзиту газу більше ніж на 50 % від обсягів напередодні аварії на термін понад 64 годин;

ж) аварія, що призвела до втрати понад 3 млн м<sup>3</sup> газу;

з) аварія, що призвела до руйнування об'єктів, що належать іншим відомствам (магістральні трубопроводи, залізниці, автошляхи I, II категорії, будівлі, споруди тощо);

и) відкриті фонтани на свердловинах підземного сховища газу.

До аварій другої категорії на об'єктах магістральних газопроводів належать аварії, коли сталася хоча б одна з таких подій:

а) аварія, внаслідок якої смертельно травмовано до 5 осіб або травмовано від 4 до 10 осіб;

б) аварія, що спричинила викид газу чи токсичних речовин за межі охоронної чи санітарно-захисної зони об'єкта магістрального

газопроводу з перевищенням їх гранично допустимої концентрації до 10 разів;

в) аварія, внаслідок якої зруйновано будівлі чи споруди об'єкта магістрального газопроводу, що створило загрозу безпеці працівників;

г) аварія, що призвела до руйнування лінійної частини магістрального газопроводу, комунікацій чи технологічного обладнання компресорної станції, газорозподільної станції, підземного сховища газу та виведення їх з ладу на термін від 48 годин до 64 годин;

д) аварія, що призвела до припинення газопостачання споживачів з загальним обсягом газоспоживання від 1 млн м<sup>3</sup> до 3 млн м<sup>3</sup> на добу;

е) аварія, що призвела до зменшення добових обсягів транзиту газу від 10 % до 50 % від обсягів напередодні аварії на термін від 48 до 64 годин;

ж) аварія, що призвела до втрати від 1 млн м<sup>3</sup> до 3 млн м<sup>3</sup> газу.

До відмов обладнання на об'єктах магістральних газопроводів, що потребують розслідування та обліку, належать:

а) розгерметизація елементів лінійної частини магістрального газопроводу (свищі внаслідок наскрізних дефектів труб, пропусків газу на запірній арматурі тощо);

б) розгерметизація технологічних трубопроводів чи обладнання компресорних станцій, газорозподільних станцій, підземних сховищ газу, газовимірювальних станцій, що призвели до витоків газу, одоранту, метанолу тощо, загазованості виробничих приміщень та аварійної зупинки об'єктів (технологічного обладнання);

в) тимчасове припинення газопостачання споживачів із обсягом споживання газу до 1 млн м<sup>3</sup> на добу не за проханням газоспоживача;

г) зменшення обсягу добового транзиту газу до 10% від обсягу напередодні виникнення відмови на термін до 48 годин;

д) відмови обладнання, що призвели до технологічних втрат газу від 0,1 млн м<sup>3</sup> до 1 млн м<sup>3</sup> газу;

е) спрацювання систем безпеки чи вихід з ладу систем автоматичного керування з подальшою аварійною зупинкою обладнання компресорної станції, газорозподільної станції, підземного сховища газу, газовимірювальної станції;

ж) розгерметизація обв'язки гирла свердловини підземного сховища газу, що потребує призупинення на свердловині технологічного процесу закачування (відбирання) газу;

з) вихід з ладу обладнання компресорної станції, газорозподільної станції, підземного сховища газу, газовимірювальної станції, що спричинило їх аварійну зупинку та не призвело до аварій першої чи другої категорії.

#### **1.4 Аналіз еколого-економічних наслідків аварій на магістральних газопроводах при їх тривалій експлуатації**

Газотранспортна система України є однією із найпотужніших і найстаріших у Європі. Перспективною програмою розвитку газової промисловості України передбачається удосконалення структури споживання газу, впровадження ефективних заходів щодо енергозберігання, розширення і модернізація газотранспортної системи [82]. Оскільки частка природного газу в загальному обсязі споживання первинної енергії держави перевищує 40 %, а транспортні обсяги можуть становити 180 млрд м<sup>3</sup> газу на виході з території України, то до безпеки функціонування газотранспортної системи ставляться жорсткі вимоги [33].

Розташовані на території України трубопровідні системи перебувають у складному взаємозв'язку із навколишнім середовищем, який, як правило, носить негативний характер. Звідси випливає одне з основних завдань: з однієї сторони, звести до мінімуму техногенну дію, в період будівництва і особливо експлуатації та аварійних ситуацій магістральних газопроводів, з іншої – зменшити негативний вплив природних чинників на надійність та безпеку трубопровідних об'єктів.

Сучасні магістральні газопроводи діаметром до 1420 мм з робочим тиском до 10 МПа і довжиною в тисячі кілометрів є вибухонебезпечними, відносний потенціал вибухонебезпеки перевищує 50 %. Їх руйнування пов'язані з великомасштабними екологічними збитками, в першу чергу через механічні та термічні пошкодження природного ландшафту [13]. Маса викиду природного газу в разі аварій на магістральному газопроводі може перевищити 1100 т. Аварійний викид газу на одному магістральному газопроводі може викликати пошкодження сусідніх газопроводів внаслідок вибухової хвилі [106, 107].

При гільйотинному руйнуванні магістральних газопроводів одним із основних антропогенних чинників є ударна хвиля, яка утворюється внаслідок вивільненого під тиском транспортованого газу, а також стиснених хвиль, які утворюються під час згорання газового шлейфа з розповсюдженням продуктів згорання [83]. Ударна хвиля, маючи великий запас енергії, може руйнувати виробничі та цивільні будівлі, обладнання, техніку, а також складати загрозу життю людей та тварин. Для прикладу, під час аварії на відстані 60 км від м. Уфа на продуктопроводі “Західний Сибір – Урало – 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 були вибиті вікна та частково зруйновані дахи будівель [220].

Радіус безпечної зони ( $R_B$ ) від впливу ударної хвилі при гільйотинному руйнуванні магістрального газопроводу, що супроводжується вибухом, визначають за формулою [22, 63]

$$R_B = K_B \cdot R_0, \quad (1.1)$$

де  $K_B$  – коефіцієнт, що характеризує дію вибуху на об’єкт (м/т), при цьому:

$$K_B = \begin{cases} 400, & \text{якщо будь-які пошкодження відсутні;} \\ 100, & \text{якщо пошкоджено заскління будинків;} \\ 30 + 50, & \text{якщо повністю зруйновано заскління будинків;} \\ \text{частково пошкоджено рами, двері, легкі перегородки;} \\ 15, & \text{якщо віддаль безпечна для незахищених людей} \\ & \text{(при проектуванні магістральних газопроводів),} \end{cases}$$

$R_0$  – радіус зони руйнування (м), визначається за формулами (1.2-1.3)

при  $W_T < 5m$ :

$$R_0 = \frac{\sqrt[3]{W_T}}{\left[1 + \left(\frac{3,18}{W_T}\right)^2\right]^{1/6}}, \quad (1.2)$$

при  $W_T > 5m$ :

$$R_0 = \sqrt[3]{W_T}, \quad (1.3)$$

де  $W_T$  – тротиловий еквівалент, т.

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 труби, її руйнування, утворення первинних та вторинних осколків, тощо [68]. Авторами [19, 182], за результатами числового моделювання руйнування газопроводів з врахуванням частки енергії витраченої на утворення осколків, їх початкової швидкості та небезпечної висоти для ураження осколками людини (менш ніж 2,2 м), встановлено дві зони ураження осколками, утвореними при руйнуванні труби діаметром 1420 мм заповненої природним газом під тиском 7,4 МПа. Так, понад 50 % усіх викинутих осколків падає ближче ніж 50 м, а дальність польоту решти – понад 200 м.

У роботах [180, 294] запропоновано формулу для оцінювання зони ураження при розриві магістрального газопроводу на повний переріз

$$r = 99 \cdot D \cdot \sqrt{P_p}, \quad (1.4)$$

де  $r$  – радіус зони ураження, м;

$P_p$  – максимальний робочий (експлуатаційний) тиск, МПа;

$D$  – зовнішній діаметр газопроводу, м.

Статистичний аналіз відмов та аварійних ситуацій [64, 127], що відбуваються на магістральних газопроводах, показав, що близько 10 % аварій супроводжуються значними екологічними та економічними збитками. При цьому, найбільша екологічна небезпека притаманна трубопроводам великого діаметру 820 – 1420 мм. Утворення зони загазованості під час аварій у газотранспортній системі має дуже обмежені розміри, що викликане високою інтенсивністю витікання газу, його високою летючістю та малим часом витікання. При розгерметизації газопроводу відбувається викид газу в 90 % випадків через утворення свища у стінці труби діаметром 8-25 мм до моменту усунення витіку, а в 10 % випадків спостерігається повний розрив труби. У переважній більшості випадків джерелом займання є іскри, що утворюються при зіткненні фрагментів труби або ударів по трубі твердих частинок [13]. Згідно з аналізом вітчизняних та зарубіжних статистичних даних [127, 131, 281, 282] під

час гільйотинного руйнування магістральних газопроводів пожежі виникають у 50-60 % випадків. Імовірність загорання газу і сценарій самої пожежі значною мірою залежить від особливостей укладання трубопроводу у ґрунт та від положення осі труби щодо поверхні у місці розриву. Залежно від типу ґрунту можлива реалізація одного з двох сценаріїв витікання та горіння газу [106, 107].

Руйнування трубопроводу за першим сценарієм відбувається у твердих та щільних ґрунтах типу глин, суглинків, глинистих сланців, гальки. При цьому у місці розриву (“розвальцювання” тіла труби) відбувається викид ґрунту та утворюється котлован діаметром 15-60 м. Зсув осей непошкоджених ділянок газопроводу відсутній і витікання двох струменів газу, що утворилися, відбувається уздовж котловану назустріч один одному. Струмені, витікаючи із звуковою швидкістю, динамічно взаємодіють один з одним, внаслідок чого швидкість надходження природного газу в атмосферу значно зменшується і утворюється колонний шлейф газу, тобто спостерігається близьке до вертикального витікання та горіння газу.

В слабонесучих торф’яних ґрунтах або заплавах річок (пісок, супісок) реалізується другий сценарій руйнування газопроводу. Тут можливе виривання труби з ґрунту завдяки силам інерції та розкидання кінців газопроводу у різні сторони не лише на ділянці безпосереднього руйнування, але й у прилеглій території. При цьому, відкриті кінці вирваного із землі трубопроводу можуть виявитись на поверхні ґрунту із зміщеними осями. Відповідно аварійне витікання газу та забруднення навколишнього середовища найімовірніше буде відбуватися в у вигляді двох самостійних “настильних” струменів, що виходять з різних кінців розірваної газопровідної труби не взаємодіючи.

Загорання газу є причиною термічного впливу на навколишнє середовище, який спричиняє значне порушення ґрунтового-рослинного покриву і є характерною особливістю техногенного впливу газопроводу. Радіус термічної дії, що визначає зону повного ураження природного рослинного покриву є в межах

$$R_{min} = 30 \text{ м} < R_T < R_{max} = 600 \text{ м}, \quad (1.5)$$

а котлован в момент аварії газопроводу набуває максимальних значень  $106 \text{ м} \times 30 \text{ м} \times 12 \text{ м}$  [131]. Середні значення радіуса термічної дії ( $R_{сер}$ ), втрати газу ( $Q_2$ ) та розміру котловану ( $a \times b \times c$ ) для діючих газопроводів представлені в табл. 1.2.

Траса прокладання магістральних газопроводів включає лісові масиви, гірський ландшафт, степову, сільськогосподарську територію, тощо. При прокладанні траси по лісних масивах у них прорубуються просіки. Зрубана рослинність нерідко залишається незібраною, розкиданою уздовж просік. Вона гниє, сприяє розмноженню червиць, захламлює ліс. Крім того, при аваріях на газопроводах виникає велика ймовірність лісових пожеж.

Таблиця 1.2

**Наслідки аварійних ситуацій на газопроводах Росії [131]**

Діаметр газопроводу ( $D$ ), мм	Середній радіус термічної дії ( $R_{сер}$ ), м	Втрати газу, ( $Q_2$ ), млн. м <sup>3</sup>	Розміри котловану ( $a \times b \times c$ ), м
1420	288	13,9	65x40x10
1200	275	11,0	49x22x12
1020	244	7,3	106x30x12
820	240	2,8	60x15x4
720	195	2,3	35x12x5
530	150	2,2	28x15x4,5

Якщо трубопроводи перетинають степову чи сільськогосподарську територію, то при аварії термічний вплив горючого газу викликає вигорання посівів на площах в сотні гектарів, інтенсивне порушення ґрунтово-рослинного покриву – знижується його біологічна продуктивність, порушується водний і температурний режим ґрунтів, їх зволоженість, виникають ерозії, заболочуваність.

Під час аварій магістральних газопроводів основна частина екологічного збитку припадає на забруднення атмосферного повітря викидами природного газу або продуктами його згорання при вибухах і пожежах.

За результатами теоретичних досліджень [80] встановлені максимальні розміри забруднених зон атмосферного повітря, які не перевищують 250-800 м. Зокрема, при руйнуванні трубопроводу діаметром 1420 мм за першим сценарієм, розміри зони забруднення атмосферного повітря не перевищують 250-300 м. У випадку реалізації руйнування цього ж трубопроводу за другим сценарієм, коли утворюються два незалежних горизонтальних струмені газу, розмі-



ри зони забруднення атмосферного повітря досягають 600-800 м. Однак, у половині випадків під час витікання газу при гільйотинному руйнуванні магістральних газопроводів відбувається загорання газу на місці пошкодження. При цьому масштаби зони загазованості атмосферного повітря зменшуються.

Збитки від забруднення атмосфери визначаються згідно з постановою КМ України № 1790 від 31.12.2004 року “Про внесення зміни до Порядку встановлення нормативів збору за забруднення навколишнього природного середовища і стягнення цього збору”. Виходячи з маси забруднюючих речовин, що розсіюються в атмосфері, всі аварійні викиди вважають понадлімітними. Маса продуктів згорання природного газу визначають розрахунковим шляхом залежно від питомих показників, що наведені у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3

**Розрахункова маса продуктів згорання [216]**

№	Шкідлива домішка	Емісія при факельному горінні природного газу, кг/1000 м <sup>3</sup> газу
1	Оксид вуглецю	15,3
2	Оксид азоту	2,3
3	Метан	0,4

Під час аварій на магістральних трубопроводах виділяється метан, який є парниковим газом і впливає на глобальне потепління. Так, ефект від дії 1 кг метану на часовому горизонті у 20 років еквівалентний потенціалу глобального потепління від 21 кг вуглекислого газу.

Крім того, коли повітря у зоні аварії є надмірно вологим, оксиди вуглецю чи азоту розсіюючись вітром, можуть утворювати кислоти, які випадаючи на землю, знищують рослинність та інші живі організми.

Отже, оцінювання екологічних та економічних збитків при аваріях на магістральних газопроводах можна проводити після визначення кількості небезпечних речовин, зон дії вражаючих факторів аварій та ймовірностей ураження при різних сценаріях розвитку аварійних подій. Для оцінювання економічних збитків використовуються інформаційні матеріали фінансового характеру.

Структура збитків від аварій на магістральних газопроводах, зазвичай, включає [49]: повні фінансові збитки організації, що експлуатує небезпечний виробничий об'єкт, на якому відбулась аварія; витрати на ліквідацію аварії; соціально-економічні витрати, пов'язані із травмуванням і загибеллю людей (як персоналу так і третіх осіб); шкоду, завдану навколишньому природному середовищу; непрямий збиток і втрати держави внаслідок втрати ресурсів.

Загалом [49] економічний збиток від аварії ( $Z_{заг}$ , грн.) можна записати у вигляді формули:

$$Z_{заг} = Z_{пр} + Z_{непр} + Z_{л.р.а.} + Z_{соц} + Z_{екол} + Z_{в.т.р.}, \quad (1.6)$$

де  $Z_{заг}$  – загальний економічний збиток від аварії газопроводу;

$Z_{пр}$  – прямі збитки організації, що експлуатує газопровід;

$Z_{непр}$  – непрямі збитки організації, що експлуатує газопровід;

$Z_{л.р.а.}$  – витрати на локалізацію і розслідування аварії;

$Z_{соц}$  – соціально-економічні втрати внаслідок загибелі і травмування людей;

$Z_{екол}$  – екологічні збитки (шкода, нанесена навколишньому природному середовищу);

$Z_{в.т.р.}$  – збитки від вибуття трудових ресурсів внаслідок загибелі людей або втрати ними працездатності.

При цьому екологічний збиток ( $Z_{екол}$ ) визначається за формулою:

$$Z_{екол} = Z_{атм} + Z_{вод} + Z_{зем} + Z_{біол}, \quad (1.7)$$

де  $Z_{атм}$  – збитки від забруднення атмосфери;

$Z_{вод}$  – збитки від забруднення водних ресурсів;

$Z_{зем}$  – збитки від порушення земель;

$Z_{біол}$  – збитки, зумовлені знищенням біологічних (у тому числі лісових) ресурсів [49].

Збитки від забруднення водних ресурсів ( $Z_{вод}$ ) найчастіше пов'язані з аваріями на підводних переходах магістральних газопроводів – при аварійно-відбудовних роботах у водоймі може збільшитися мутність води, що несприятливо позначиться на гідробіонтах. При цьому, збитки слід вважати рівними рибогосподарським збиткам від будівництва підводного переходу.

Збитки від руйнування земель ( $Z_{зем}$ ) рекомендується визначати на підставі відповідних нормативів для різних видів земельних угідь (рілля, багаторічні насадження, сіножаті чи пасовиська).

Збитки, завдані біоресурсам ( $Z_{біол}$ ) – це переважно площі вигорілих лісів і культурних насаджень. Тому обчислення виконують

виходячи із прогнозованої площі лісової пожежі та коефіцієнтів продуктивності лісових угідь.

Отже, оцінювання екологічних та економічних наслідків аварій на магістральних газопроводах є основним підготовчим кроком до розрахунку показників ризику.

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

Таким чином, виходячи з аналізу літературних джерел, присвячених оцінюванню аварійних ситуацій на магістральних газопроводах, що виникали в процесі їх експлуатації, аналізу екологічних та економічних наслідків при транспортуванні природного газу наземними та підводними газопроводами, вимагає розв'язання таких завдань:

— одержати комплекс нових експериментальних даних про характеристики міцності та тріщиностійкості трубопровідних сталей магістральних газопроводів тривалої експлуатації та розробити нові методологічні підходи, які б забезпечили удосконалення досліджень умов, за яких потенційно можливе виникнення процесів неконтрольованого в'язкого та крихкого (лавиного) руйнування газопровідних систем;

— розробити конструкцію і технологію виготовлення легких та надійних в експлуатації зварних балонів, в яких для зменшення їх маси використовуються високоміцні сталі та композиційні матеріали, що дозволить збільшити об'єм транспортованого газу та підвищити еколого-техногенну безпеку експлуатації газозовозів як на суші, так і на морі;

— розробити методологію оцінювання умов руйнування лінійної частини трубопроводу із довільно розміщеними наскрізними тріщинами та встановити критеріальні залежності, які дозволяють оцінити розміри порогових (утворення свища) та критичних (лавиного руйнування труби) наскрізних тріщин у стінках труб магістральних газопроводів тривалої експлуатації, що дасть змогу прогнозувати зони розлітання фрагментів газопровідної труби під час вибуху, оцінити екологічну небезпеку та нанесені збитки;

— розробити методологію та встановити критеріальні залежності оцінювання умов руйнування лінійної частини трубопроводу із зовнішніми, вільно орієнтованими ненаскрізними тріщиноподібни-

ми дефектами заданої глибини, що дасть можливість здійснювати прогнозу оцінку та інтерпретацію виявлених під час діагностики дефектів, а також слугуватиме запобіганню ризику виникнення аварійних ситуацій на магістральних газопроводах;

— розробити та обґрунтувати основні вимоги з безпеки транспортування стисненого природного газу морськими шляхами за CNG-технологією;

— розробити та обґрунтувати метод витіснення повітря в рухомому трубопроводі інертним газом (азотом), який би забезпечував пожежо- і вибухобезпеку завантаження рухомого трубопроводу при введенні його в експлуатацію;

— розробити методологію оцінювання впливу розмірів руйнування магістрального газопроводу на величину потоку газу і на формування ареалу забруднення;

— здійснити прогнозу оцінку впливу зони детонації і дальності розповсюдження хмари вибухонебезпечної суміші під час аварій та розробити рекомендації щодо зниження ризику виникнення небезпечних ситуацій.






## РОЗДІЛ 2. МЕТОДОЛОГІЯ ОЦІНЮВАННЯ УМОВ РУЙНУВАННЯ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ТРУБОПРОВОДУ

### 2.1 Конструкція зразків та матеріали для досліджень

В об'єкті досліджень розглядаються конструктивні елементи газопроводів Богородчанського ЛВУМГ (табл. 2.1). Хімічний склад досліджуваних сталей наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.1

**Зовнішній вигляд та дані про об'єкти досліджень**

Об'єкт		Розмір труб ( $D \times t$ ), мм	Сталь	Зображення фрагмента труби
Газопровід "Пасічна – Тисмениця"	Експлуатована труба. Термін експлуатації – 45 років	530×8,0	10Г2С1	
Газопровід – відвід до м. Сторожинець	Експлуатована труба. Термін експлуатації – 20 років	273×9,0	20*	
Газопровід "А 45"	Експлуатована труба. Термін експлуатації – 26 років	1020×10,0	08Г2С1	
Газопровід "Угерсько – Івано- Франківськ"	Експлуатовані труби. Термін експлуатації – 29 років	820×12,0	20**	
		720×10,0	20**	

Заготовки для зразків розмірами 10,0 мм× $h$  мм×200,0 мм вирізали із реальних труб, де 6,6 мм  $\leq h \leq$  12,0 мм змінюється у залежності від товщини газопровідної труби. Механічні характеристики сталей визначали за стандартною процедурою [54, 55, 239] випробувань циліндричних зразків (рис. 2.1) на розтяг та ударну в'язкість за Шарпі (КСУ) (рис. 2.2). Їх значення приведені в табл. 2.3 та табл. 2.4.

## Хімічний склад досліджуваних газопровідних сталей

Сталь 10Г2С1								
Масова доля елементів, %								
C	Mn	Si	Cu	Ni	Cr	Ti	$S_{max}$	$P_{max}$
0,10	1,52	1,07	0,08	0,05	0,06	0,018	0,023	0,022
Сталь 20								
Масова доля елементів, %								
C	Mn	Si	V	Cu	Ni	Cr	$S_{max}$	$P_{max}$
0,19	0,62	0,26	0,17	0,19	0,22	0,30	0,030	0,028
Сталь 08Г2С1								
Масова доля елементів, %								
C	Mn	Si	V	Nb	Cr	Ti	$S_{max}$	$P_{max}$
0,08	1,60	0,42	0,07	0,039	0,02	0,017	0,033	0,017

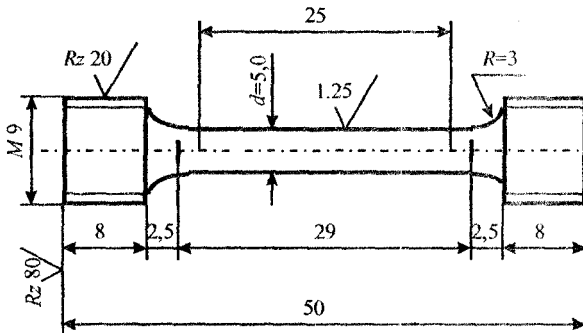


Рисунок 2.1 – Зразок для визначення стандартних механічних характеристик досліджуваних сталей

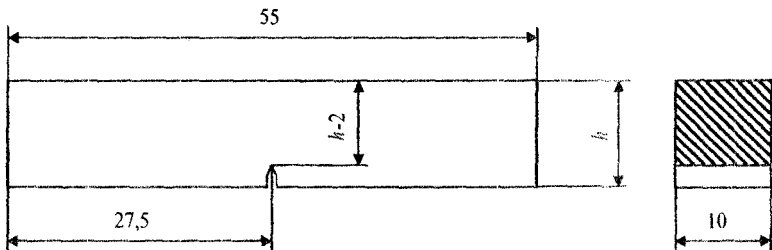


Рисунок 2.2 – Зразок для визначення ударної в'язкості за Шарпі (КСУ) досліджуваних сталей

**Механічні властивості не експлуатованих газопровідних сталей**

Сталь	$\sigma_B$ , МПа	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\delta$ , %	KCV, дж/см <sup>2</sup>
10Г2С1	600	420	28	203,1
20*	495	315	22	185,9
20**	373	235	22	—
08Г2С1	668	562	20	193,0

*Примітка: Сталь 20\* – Газопровід – відвід до м. Сторожинець.*

*Сталь 20\*\* – Газопровід “Угерсько – Івано-Франківськ”.*

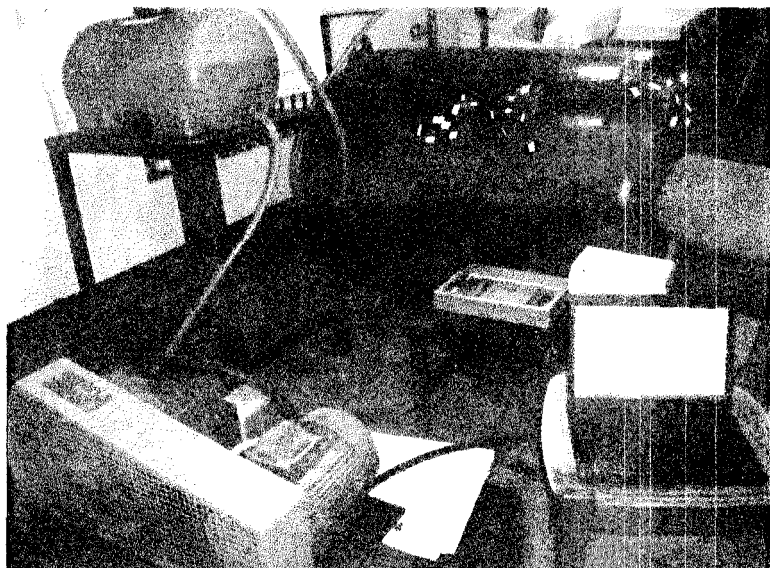
## **2.2 Методика та дослідне устаткування для визначення напружено-деформованого стану трубопровідних сталей**

Для визначення напружено-деформованого стану трубопровідних сталей був розроблений пристрій [10], який призначений для синхронної реєстрації інформаційних сигналів від двадцяти тензорезисторів та, після закінчення циклу вимірювання, передачі результатів реєстрації на персональний комп'ютер через бездротовий Bluetooth інтерфейс. Інформаційними сигналами тензорезисторів є значення напруги, пропорційні деформаціям ділянок поверхні, на які наклеєні вказані тензодавачі. Загальний вигляд пристрою в процесі вимірювання наведено на рис. 2.3.

На рис. 2.4 зображено загальний вигляд принципової електричної схеми комутації одноканальної групи чотирьох тензометричних мостів, які під'єднані до одного з аналого-цифрових перетворювачів в приладі керування тензометричними мостами. Таким чином, двадцять тензометричних мостів згруповані в п'ятиканальній мережі по чотири мости в одному каналі. Комутація групи з чотирьох мостів здійснюється на базі роз'єму 2 РМТ24 КР919 Ш818, який під'єднується до одного з аналого-цифрових перетворювачів. Реалізація схем тензомостів виконана на базі тензорезисторів 2ПКБ-20-200В ГОСТ 21616-76, з внутрішнім опором в інтервалі 199,50-199,99 Ом.

Мости конструктивно побудовані таким чином, що порівнювальні і компенсаційні тензорезистори перебувають у температурно-

му режимі повністю ідентичному, що і робочі тензодавачі. Таким чином, забезпечена стабільна робота мостів за незначних коливань температури зовнішнього середовища. На рис. 2.5 показано дослідний зразок ділянки трубопроводу з установленням на його поверхні в характерних точках робочих тензодавачів.



**Рисунок 2.3 – Загальний вигляд дослідного устаткування**

Для зменшення тривалості підготовчих робіт розроблено і виготовлено спеціальний двадцятиканальний комутатор (рис. 2.6).

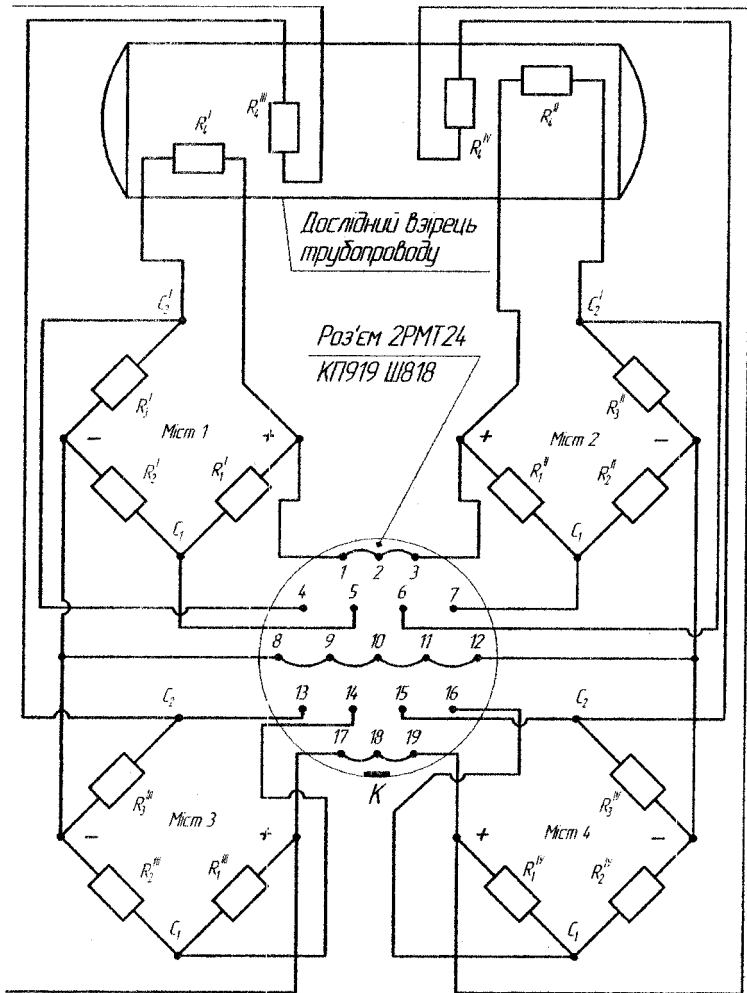
На рис. 2.7 зображений прилад системи керування тензометричними мостами, які в процесі роботи постійно і послідовно видають за надзвичайно короткі проміжки часу електричні імпульси, як інформацію про текуче значення величини деформації в кожній конкретній точці, де встановлено робочий тензодавач тензометричного моста. Величину деформації в часі на досліджуваному об'єкті можна фіксувати через комп'ютерну мережу візуально на моніторі комп'ютера, а також записувати в електронному вигляді на відповідному носію інформації.

Прилад системи керування тензометричними мостами включає в себе такі основні блоки:

1. Мікроконтролер.



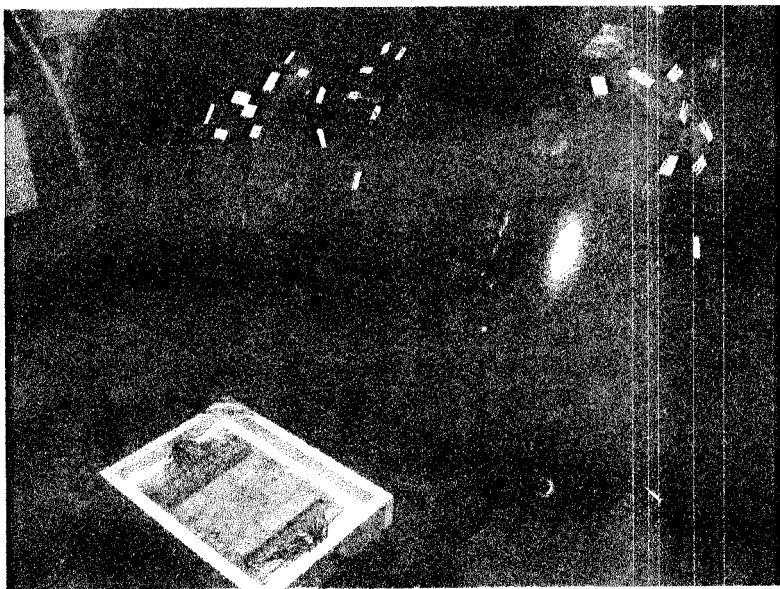
2. Аналого-цифровий перетворювач.
3. Пам'ять.
4. Блютуз (спірадавач).
5. Персональний комп'ютер.
6. Живлення (батарея напругою 6 вольт).
7. Релейний блок.



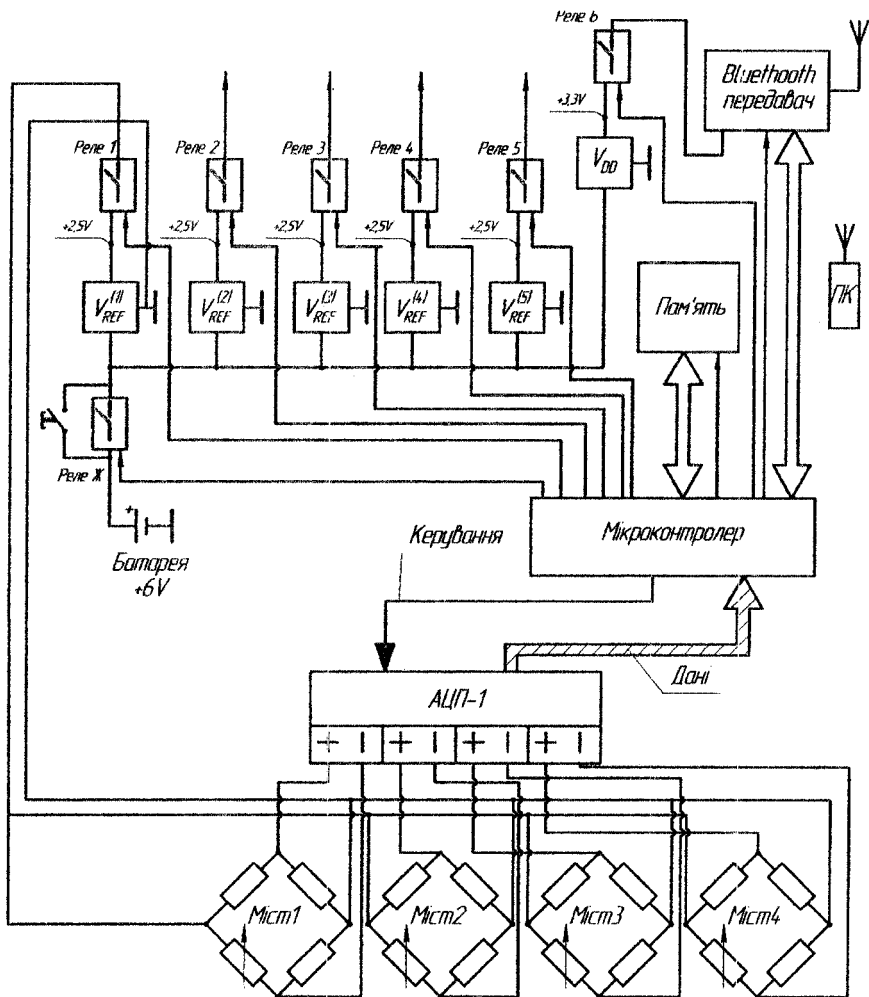
**Рисунок 2.4 – Принципова електрична схема комутації одноканальної групи чотирьох тензометричних мостів**



**Рисунок 2.5 – Підготовка дослідного зразка ділянки трубопроводу**



**Рисунок 2.6 – Загальний вигляд двадцяти каналного комутатора**



**Рисунок 2.7 – Принципова електрична схема приладу керування тензOMETричними мостами**

До системи керування входять 20 тензOMETричних мостів, які складають 5-ти каналну мережу із своїми аналого-цифровими перетворювачами, таким чином згруповані по 4 мости в одному каналі з одним окремим аналого-цифровим перетворювачем.

Система керування тензOMETричними мостами функціонує таким чином. Мікроконтролер формує сигнал керування на активізацію першого з п'яти аналого-цифрових перетворювачів і паралельно

но подає сигнал керування на реле 1, яке включає живлення на перший канал групи мостів (мости 1, 2, 3, 4).

Напруги розбалансу цих мостів подаються послідовно на перший аналого-цифровий перетворювач. Далі цю інформацію з аналого-цифрового перетворювача забирає до себе мікроконтролер і відправляє її в пам'ять. У подальшому відключається реле 1 і включається реле 2 і подається живлення на другий канал групи з 4 мостів. Послідовно напруга розбалансу від 5 до 8 моста приходить на вхід другого аналого-цифрового перетворювача, мікроконтролер зчитує з нього дані і заносить в пам'ять у наступну комірку. Аналогічно проходить включення реле 3 з попереднім виключенням реле 2 і на третій канал групи з 4 мостів подається напруга живлення, з'являється розбаланс напруг у мостах пропорційний деформації і подається на вхід третього аналого-цифрового перетворювача, яке перетворює це значення в цифровий код.

Мікроконтролер цю інформацію заносить в пам'ять. Таким самим чином проходить включення 4 і 5 каналів за допомогою реле 4 і реле 5. Так відбувається послідовно швидкодійне опитування всіх 20 тензометричних мостів.

Мікроконтролер працює в режимі вимірювання, тобто він бере дані розбалансу мостів по черзі, з кожного моста в оцифрованому виді заносить у пам'ять, причому це відбувається швидко на рівні мікросекунд і практично можна вважати, що всі сигнали відбираються одночасно, враховуючи, що деформування – тривалий і змінний процес. Мікроконтролер опитує тензометричні мости стільки часу, на який час він запрограмований на процес вимірювання, наприклад, запрограмований на 1 годину, він цілу годину буде опитувати і видавати результати від всіх 20 мостів. Час програмування визначається ємністю пам'яті.

Коли мікроконтролер закінчує вимірювання, він заходить у режим „засинання”, тобто переходить в режим низького енергоспоживання. Перемикачем на вході приладу системи керування тензомостами можна перевести його в режим передачі інформації по радіоканалу – канал Bluetooth (передавач).

Прилад системи керування тензомостами бере дані з пам'яті і через блютуз, який спочатку знаходить комп'ютер, а комп'ютер фіксує, що є блютуз, взаємно встановлюють зв'язок через радіоканал. Коли зв'язок встановлений, комп'ютерна термінальна програма, яка запитує у блютуза дані, виводить їх на екран. Блютуз, коли фі-

ксує, що з'явився прилад, який бере з нього дані, активізує мікроконтролер, бере по черзі дані з пам'яті, викидаючи їх в комп'ютер через радіоканал. Віддаль зв'язку може досягати до 40-60 метрів.

Кожен з двадцяти тензосенсорів з номінальним електричним опором 200 Ом підключений за схемою повного тензорезистивного моста. З метою мінімізації впливу технологічного розкиду номінального значення опору кожного з тензорезисторів на результати вимірювання деформації та значення початкового зміщення (offset output) на виході мостової схеми для кожного з двадцяти тензорезисторів реалізовано окрему мостову схему з індивідуально підібраними за результатами тестування тензорезисторами. Високоточне значення опорної напруги живлення тензомоста на рівні 1,8 В формується інтегральною схемою прецизійного джерела опорної напруги та подається в одне з плечей тензомоста. Значення напруги розбалансу в другому плечі тензомоста, що пропорційне деформації, вимірюється за допомогою спеціалізованої чотириканальної інтегральної схеми дельта-сигма аналого-цифрового перетворювача ADS1234IPW. Період між повторними операціями зчитування інформації з серії двадцяти тензосенсорів та його аналого-цифрового перетворення складає 1 с, роздільна здатність кожного каналу аналого-цифрового перетворювача – 224. Розроблене системне програмне забезпечення мікропроцесорного керування та схемна реалізація включення аналого-цифрового перетворювача забезпечує вимірювання напруги на виході тензомоста з точністю 10 мкВ у діапазоні  $\pm 0,9$  В, тобто забезпечується реалізація реального двополярного 18-бітного аналого-цифрового перетворювача інформаційного сигналу сенсора деформації, а основна приведена похибка складає 0,001 % від верхньої границі вимірювання.

Одна з переваг розробленого пристрою полягає в тому, що напруга живлення в плече живлення кожного з тензорезисторних мостів подається лише впродовж часу вимірювання на ньому, тобто приблизно 40 мс, через період 1 секунду. Це зводить до мінімуму складову величину невизначеності вимірювань, що зумовлена зміною сигналу на виході тензомоста через нагрівання тензорезисторів мостів струмом у моменти часу, коли вони не здійснюють вимірювання. Додатковою перевагою запропонованої конструкції вимірювального пристрою є виключення проміжного підсилення напруги сигналу на виході тензомоста у вимірювальному ланцюгу між мостом та аналого-цифровим перетворювачем, що суттєво знижує похибку вимірювання таких пристроїв.

Значення сигналу напруги розбалансу тензомоста, зумовлене деформацією тензосенсора, після аналого-цифрового перетворення зчитується по SPI інтерфейсу мікропроцесором PIC18F46K20, який за цим самим інтерфейсом заносить його на зберігання у спеціалізовану мікросхему електроперепрограмованої пам'яті M25P64. Крім керування процесом вимірювання мікропроцесор також виконує функції опитування кнопки керування роботою пристрою (пуск сеансу Bluetooth зв'язку), керування роботою модуля Bluetooth, керування роботою модуля аналого-цифрового перетворення та керування подачею живлення лише на той тензоміст, за допомогою якого у даний момент виконується вимірювання.

З метою мінімізації похибок вимірювання, зумовлених нестабільністю напруги живлення пристрою і реалізації його автономного режиму роботи, живлення пристрою реалізовано від блоку нікель-метал-гідридних акумуляторів. Для подовження режиму роботи пристрою без перезарядження акумуляторів за допомогою вказаного мікропроцесора реалізований програмно режим "засинання" модулів пристрою вимірювання, які не задіяні у кожен визначений момент у процесі вимірювання чи передачі інформації.

Керування роботою пристрою та процесами вимірювання, накопичення та зчитування результатів вимірювання здійснюється дистанційно через Bluetooth інтерфейс між персональним комп'ютером та пристроєм вимірювання. Для цього застосовують спеціально розроблене програмне забезпечення. Синхронізація процесів вимірювання здійснюється за допомогою лічильника реального часу. Результати вимірювання пристрою, отримані через Bluetooth інтерфейс, програмно зберігаються у вигляді текстового файлу з двадцятьма стовпцями значень напруги (по кожному вимірювальному каналу) та відповідними значеннями моментів часу вимірювання.

### **2.3 Методики та базові параметри оцінювання в'язкого та крихкого руйнування трубопровідних систем**

Аналіз катастрофічних руйнувань трубопроводів, резервуарів та інших промислових конструкцій [280] показує, що ці руйнування відбуваються при напруженнях значно нижче границі плинності матеріалу і основною їхньою причиною є тріщини або тріщинопо-

дібні дефекти, які або вже є в матеріалі, або виникають у ньому в процесі тривалої експлуатації. Зокрема, аналіз даних про аварії, що траплялися на газотранспортних системах Європи, Росії, України, Канади та США [89, 127, 176, 237, 281] засвідчив, що залежно від експлуатаційних умов, руйнування магістральних газопроводів відбувається як за в'язким, так і за крихким механізмами.

Оцінювання умов реалізації в'язкого руйнування газопроводів (рис. 2.8а), тобто визначення руйнівного тиску ( $P_f$ ) газопровідних труб тривалої експлуатації з корозійно-механічними дефектами, проводили за європейською методикою SINTAP [298], використовуючи норвезькі норми DNV RP-F101 [275], які ґрунтуються на напівемпіричних рівняннях, при виведенні яких використовували модель Дагдейла для пластичної зони, співвідношення Фоліаса, які враховують особливості розподілу напружень в околі вершини осьової наскрізної тріщини в циліндричній оболонці, та емпірично встановлені співвідношення, що зв'язують величину руйнівних тисків ( $P_f$ ) з глибиною корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту. Згідно з DNV RP-F101 [275] розрахунок внутрішнього руйнівного тиску ( $P_f$ ) дефектної труби, що містить зовнішні корозійно-механічні дефекти довжиною ( $L$ ) та максимальною глибиною  $c$ , базується на даних про параметри ( $D$ ,  $t$ ) та границю міцності матеріалу газопровідної труби  $\sigma_B$  відповідно залежності:

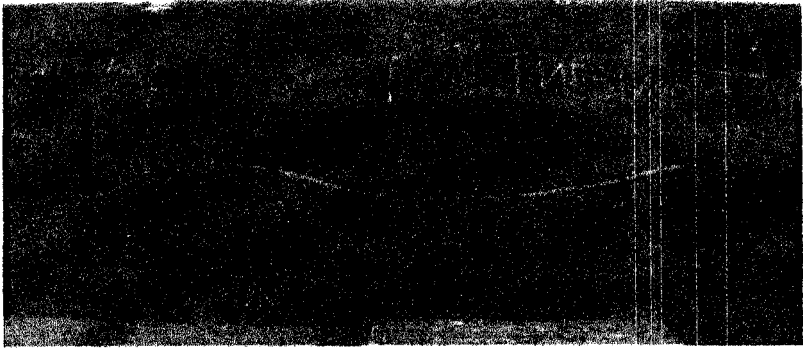
$$P_f = \frac{2\sigma_B \times t}{D - 2t} \left[ \frac{1 - c/t}{1 - \frac{c/t}{q}} \right], \quad (2.1)$$

де  $q$  – коефіцієнт Фоліаса, що розраховується для заданої довжини  $KCV$  виявленого корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту за формулою:

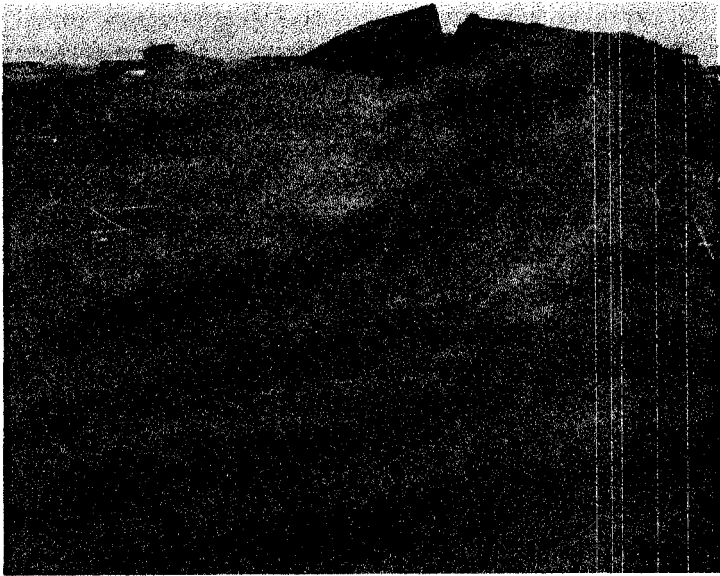
$$q = \sqrt{1 + 0,31 \times \left( \frac{L}{\sqrt{D \times t}} \right)^2}. \quad (2.2)$$

Згідно SINTAP [287, 296, 298] інтерпретацію результатів технічної діагностики трубопроводу тривалої експлуатації проводили використовуючи залежність:

$$S_r = \frac{P_{роб}}{P_f}. \quad (2.3)$$



*a*



*б*

**Рисунок 2.8 – Загальний вигляд в'язкого (*a*) [36] та лавинного (*б*) [111, 176] руйнування труби магістрального газопроводу**

Визначали гранично допустимі розміри (довжину *KCV* та глибину *c*) групових корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів за умови, що  $S_r \leq 0,5$  та недопустимі (критичні) дефекти ( $S_r \geq 1,0$ ), розміри яких унеможливають експлуатацію трубопроводу. Зауважимо, що глибина як допустимих так і критичних корозійно-



механічних дефектів функціонально залежить від їх продовгуватості  $KCV$  (див. залежність (2.1)).

Таким чином, для визначення умов в'язкого руйнування газопровідних систем тривалої експлуатації необхідно знати границю міцності  $\sigma_B$  металу досліджуваних труб, яку визначали за стандартною методикою [239] та володіти даними періодичних діагностичних оглядів про розміри та орієнтацію виявлених дефектів.

Оцінку виникнення лавинного (крихкого) руйнування газопровідних систем (див. рис. 2.8б), тобто визначення характеристик опору матеріалу поширенню в ньому тріщини (характеристик тріщиностійкості) з урахуванням властивостей матеріалу і умов його експлуатації здійснювали шляхом проведення за відомою методикою [160] випробувань при статичному навантаженні зразків з надрізом і тріщиною для визначення тріщиностійкості (в'язкості руйнування) – опору поширенню тріщини, які відносяться до найбільш апробованих і теоретично обґрунтованих досліджень, що одержують широке поширення в практиці технічного металознавства.

Однак, останнім часом вважається [79], що руйнування труб з дефектами та підвищеними експлуатаційними характеристиками (збільшеними характеристиками міцності матеріалу ( $\sigma_B, \sigma_T$ ) та в'язкості руйнування ( $K_{Ic}, \delta_{Ic}$ ) можливе при одночасній реалізації двох механізмів руйнування.

Запропонований підхід до оцінки статичної міцності та ризику руйнування трубопроводів з тріщиноподібними експлуатаційними дефектами ґрунтується на положеннях механіки руйнування матеріалів та конструкцій [189], що базуються на теорії тріщин і теорії граничного стану. Цей підхід покладено в основу так званої „R6-процедури” [79, 297], в основі застосування якої лежать незалежні розрахунки і визначення параметрів лінійної механіки руйнування ( $K_I, K_{Ic}$  – діючого і критичного коефіцієнтів інтенсивності напружень) та параметрів теорії граничного стану ( $P$  – прикладеної узагальненої сили і  $PLL$  – граничного навантаження в'язкого руйнування). Тут параметрами теорії граничного стану слугують тиски для труби – робочий ( $P_p$ ) і руйнівний ( $P_f$ ).

В цьому випадку, розрахунок статичної тріщиностійкості, тобто оцінку можливої реалізації крихкого руйнування труби з утвореною в ній наскрізною тріщиною, здійснили за формулою [164] для визначення коефіцієнта інтенсивності напружень ( $K_I$ ), у вершині

наскрізної поздовжньої тріщини для циліндричної оболонки під дією внутрішнього тиску (рис. 2.9):

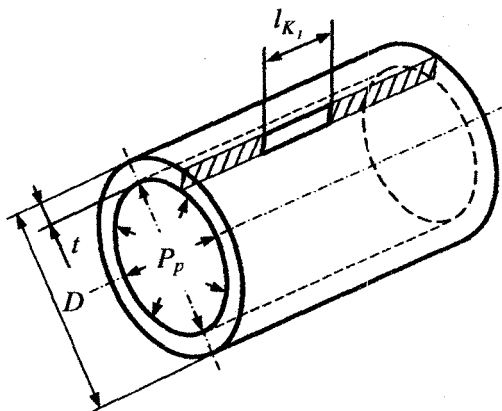
$$K_I = F \frac{P_p \cdot D}{2t} \sqrt{\frac{\pi \cdot l_{K_I}}{2}},$$

$$F = 1 + 0,072449\lambda + 0,64856\lambda^2 - 0,2327\lambda^3 + 0,038154\lambda^4 - 0,0023478\lambda^5, \quad (2.4)$$

$$\lambda = \frac{\frac{l_{K_I}}{2}}{\sqrt{\frac{D \times t}{2}}},$$

де  $F$  – відома функція для циліндричної оболонки з наскрізною осьовою тріщиною під дією внутрішнього тиску ( $P_p$ ) [164];

$l_{K_I}$  – довжина наскрізної тріщини.



**Рисунок 2.9 – Схема наскрізної тріщини в стінці газопровідної труби**

Оцінку виникнення пластичного колапсу, тобто визначення руйнівного тиску ( $P_p$ ) газопровідної труби тривалої експлуатації з корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами, проводили за вище описаними норвезькими нормами DNV RP-F101 [275].

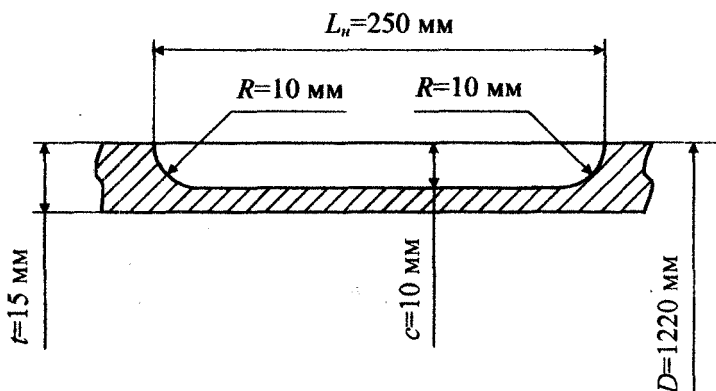
Перевірку запропонованого підходу проведемо, ґрунтуючись [233, 234] на результатах натурних випробувань експерименталь-

них труб 1220×15 мм класу міцності К 80 (табл. 2.4), із попередньо нарізаними гострими концентраторами напружень (рис. 2.10), які ініціюють процес руйнування труби [36] порівнювали із результатами розрахункових досліджень.

Таблиця 2.4

**Результати натурних випробувань експериментальних труб класу міцності К 80  $P_f^e$**

$D \times t$ , мм	$K_c$ , МПа $\sqrt{м}$	$\sigma_B$ , МПа	$\sigma_T$ , МПа	$P_f^e$ , МПа
1220×15	593	771	641	10,2

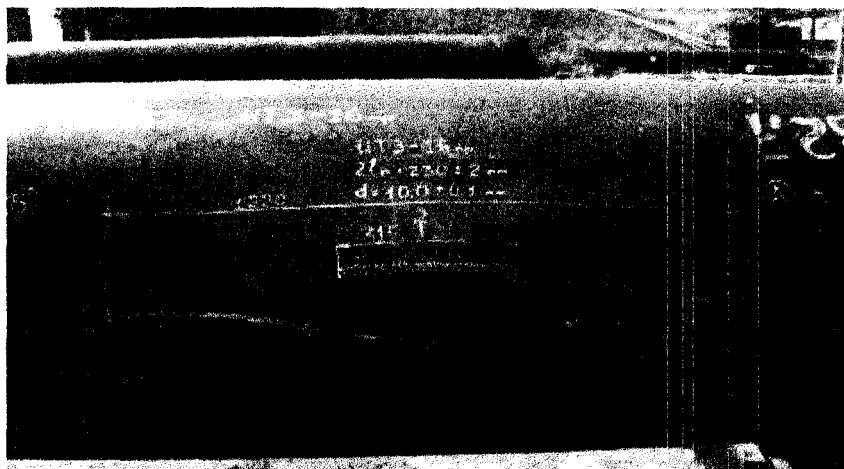


**Рисунок 2.10 – Геометричні параметри штучноствореного концентратора напружень**

Розрахунки критичного коефіцієнта інтенсивності напружень ( $K_c$ ) та руйнівного для труби тиску ( $P_f$ ) проводили за формулами 2.1 та 2.4. Причому, при розрахунку критичного коефіцієнта інтенсивності напружень ( $K_c$ ), брали до уваги той факт, що тріщина, поширюючись від концентратора напружень вглиб стінки труби (див. рис. 2.10), виходить на її внутрішню поверхню, утворюючи наскрізну тріщину, критичні розміри якої, згідно з даними натурального випробування (рис. 2.11) рівні  $IK_c = 315$  мм.

Під час розрахунку величини руйнівного тиску ( $P_f$ ) труби за норвезькими нормами DNV RP-F101 зовнішній дефект має

напівеліптичну форму із співвідношенням півосей  $c/a$  ( $a = L/2$ ) [275]. Прирівнявши площу ( $S_1$ ) попередньо нарізаного у вигляді прямокутника концентратора напружень (див.рис. 2.10) до еквівалентної площі ( $S_2$ ) напівеліптичного концентратора ( $S_1 = S_2$ ), тобто визначивши площу дефекту, встановили розрахункові розміри напівеліптичного концентратора напружень  $c/a = 10/157,5$ . Звідси розрахункова довжина великої осі напівеліптичного концентратора рівна  $L = 2a = 315$  мм.



**Рисунок 2.11 – Поверхня руйнування труби зі штучно створеним концентратором напружень [36]**

Для порівняння результати натурних випробувань експериментальних труб  $1220 \times 15$  мм класу міцності К 80 з попередньо нарізаними гострими концентраторами напружень та розрахунки статичної тріщиностійкості зведені до таблиці 2.5. Так, різниця одержаних розрахунковим та експериментальним шляхом величини ( $K_c$ ) не перевищує 2,8 %, що доводить про можливість використання формули 2.4 для визначення критичного значення коефіцієнта інтенсивності напружень ( $K_c$ ) за даними випробувань. Крім того, за умови експериментального визначення критичного значення статичної тріщиностійкості металу труби ( $K_c$ ) можна обчислити величину наскрізної тріщини ( $IK_c$ ), тобто прогнозувати потенційну можливість лавинного руйнування.

**Порівняння результатів експериментальних досліджень  
та розрахунків статичної тріщиностійкості**

Статична тріщиностійкість	Згідно з методикою [36]	Розрахунок за формулою 2.3	$\Delta = \frac{K_c^e}{K_c^p} 100\%$
$K_c$ , МПа $\sqrt{м}$	593,0	609,9	2,8

Аналіз поданих в таблиці 2.6 результатів натурних випробовувань труб до повного руйнування та розрахунків руйнівного тиску ( $P_f$ ) підтверджує можливість використання норвезьких норм до оцінки умов руйнування дефектних газопроводів за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщини біля дефектів, тобто умов потенційного руйнування магістрального газопроводу з тріщиноподібними дефектами.

Таблиця 2.6

**Порівняння результатів експериментальних досліджень  
та розрахунків в'язкого руйнування**

Руйнівний тиск	Дані випробовувань	Результат розрахунку за формулою 2.3	$\Delta = \frac{P_f^e}{P_f^p} 100\%$
$P_f$ , МПа	10,2	10,0	2,0

Отже, запропонована методика [151], враховуючи розміри наскрізної тріщини, дозволяє обчислити значення критичного коефіцієнта інтенсивності напружень, та визначити значення руйнівного тиску для дефектних газопровідних труб.

Таким чином, запропонований підхід дає можливість визначити базові параметри в'язкого та крихкого руйнування трубопровідної системи, тобто здійснити потенційну оцінку умов лавинного руйнування магістрального газопроводу з тріщиноподібними дефектами.

## 2.4 Методика та дослідне устаткування для визначення характеристик поширення тріщин у газопровідних сталях

До основних характеристик тріщиностійкості матеріалів відносяться: силові – критичні коефіцієнти інтенсивності напружень (КІН) –  $(K_C)$  або  $(K_{IC})$ ; деформаційні – критичне розкриття у вершині тріщини  $(\delta_C)$ ; енергетичні – критичні значення  $J$ -інтеграла  $J_C$  або  $J_{IC}$  [163, 165].

Значення коефіцієнта інтенсивності напружень  $(K_I)$  у вершині красвої тріщини в призматичному зразку визначали за формулою [72]:

$$K_I = \left[ \frac{6M}{b\sqrt{t}^3} \right] \cdot \sqrt{\lambda \cdot f(\lambda)}, \quad (2.5)$$

де  $M$  – згинаючий момент, прикладений до зразка;

$b$  – ширина зразка;

$t$  – висота зразка;

$\lambda = l/t$ ,  $l$  – довжина тріщини.

Функція  $f(\lambda)$  відносної довжини тріщини змінювалась у межах  $0 \leq \lambda \leq 0,8$  і обчислювалась за залежністю

$$f(\lambda) = \begin{cases} 1,99 - 2,47\lambda + 12,97\lambda^2 - 23,17\lambda^3 + 24,80\lambda^4 & \text{при } 0 \leq \lambda \leq 0,6 \\ \frac{0,6651}{\sqrt{\lambda(1-\lambda)^3}} & \text{при } 0,6 \leq \lambda \leq 0,8. \end{cases} \quad (2.6)$$

Критерій до визначення початку крихкого (лавинного) поширення тріщини в деформованому твердому тілі (критерій Ірвіна [162, 165]) для тріщин нормального розриву полягає у тому, що коефіцієнт інтенсивності напружень  $(K_I)$  у вершині розглядуваної стрес-корозійної тріщини в момент її локального розвитку вважається рівним деякій константі матеріалу  $(K_{IC})$ . Тобто, критерій граничної рівноваги тіла з тріщиною можна записати так:

$$K_I(P_{cr}, l_{cr}) = K_{IC}. \quad (2.7)$$

Тут  $P_{cr}$  – граничне значення зовнішнього навантаження  $P$ , при досягненні якого (і його перевищенні) настає лавинне (неконтрольоване) поширення тріщини;  $l_{cr}$  – розмір тріщини. Величина  $K_{IC}$

характеризує опір матеріалу розвитку в ньому тріщини при квазі-статичному збільшенні навантаження (статична тріщиностійкість). Її значення є константою матеріалу в заданих умовах випробування і характеризує його тріщиностійкість при короткочасному статичному навантаженні.

Використовуючи експериментальну базу кафедри будівельної механіки [56], модернізовано спеціальну дослідну установку для дослідження закономірностей спонтанного розвитку тріщини в конструкційних газопровідних сталях у процесі їх статичного деформування. Загальний вигляд випробувальної установки та принципову схему випробувальної машини показано на рис. 2.12-2.14.

Установка включає випробувальну машину, яка уможливило статичне навантаження призматичних зразків максимальним перерізом  $25 \times 50 \text{ мм}^2$  чистим згином. До складу установки входить:

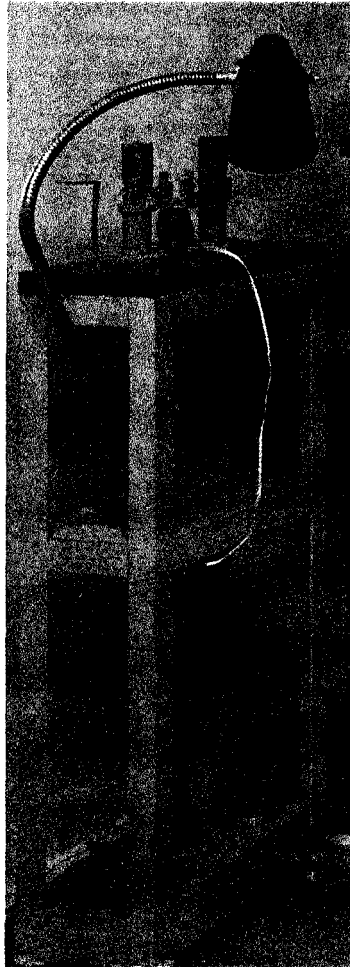
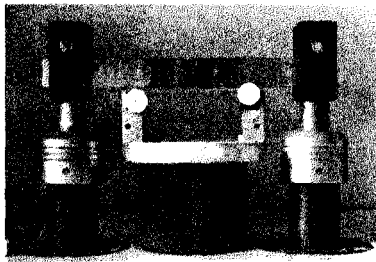
- система вимірювання та реєстрації параметрів статичного навантаження;
- робоча камера та система підтримання заданої температури корозійного середовища;
- система вимірювання розмірів корозійно-статичної тріщини в процесі її розвитку.

Технічні дані установки наведено в табл. 2.7.

Таблиця 2.7

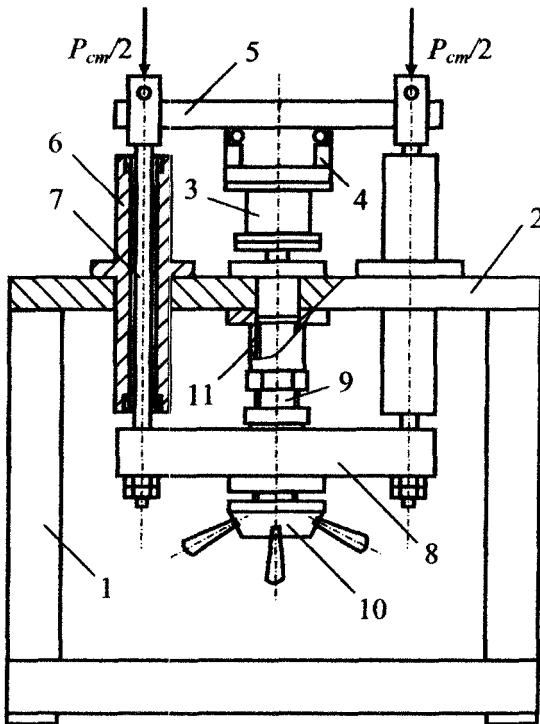
**Технічні дані установки для дослідження закономірностей розвитку статичної тріщини в газопровідних сталях**

Характеристика	Значення
Розміри поперечного перерізу випробуваних зразків	$10 \times 20 \text{ мм}^2$
Максимальні розміри поперечного перерізу зразка	$25 \times 50 \text{ мм}^2$
Максимальний згинальний момент	2000 Нм
Об'єм робочої камери	$300 \text{ см}^3$
Точність вимірювання лінійних розмірів тріщини	$\pm 10 \text{ мкм}$
Габарити установки (довжина, ширина, висота)	$700 \times 400 \times 1700 \text{ мм}$



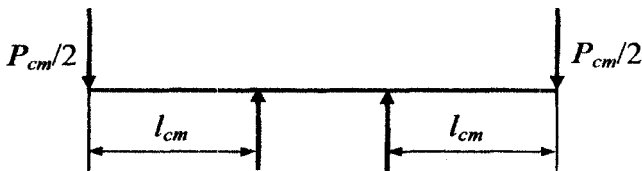
**Рисунок 2.12 – Загальний вигляд випробувальної машини статичного навантаження чистим згином**





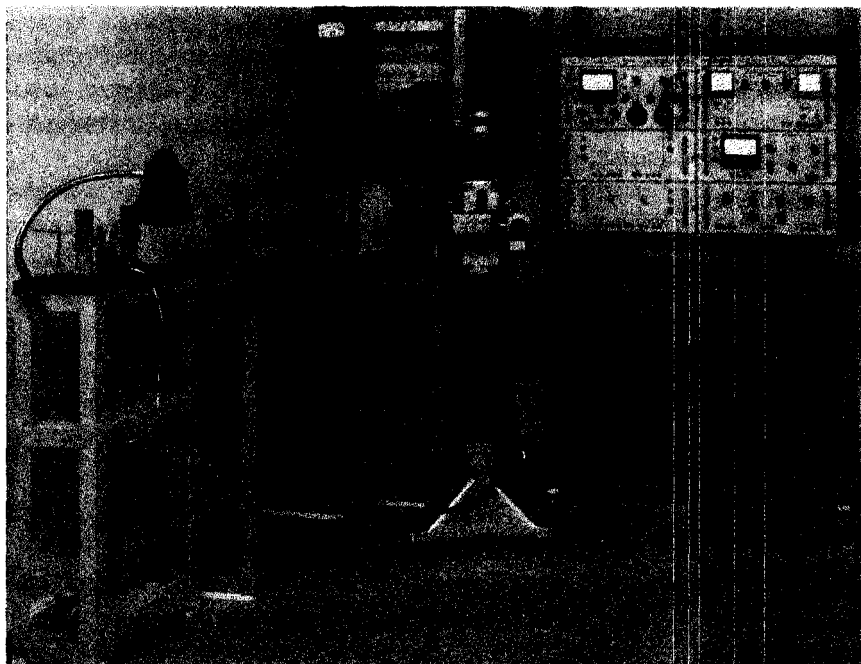
1 – рама; 2 – підстава; 3 – динамометр; 4 – нижня опора; 5 – взірець;  
6 – напрямні; 7 – тяги; 8 – траверса; 9 – гвинт, що навантажує;  
10 – маховик; 11 – опорна гайка

а



б

Рисунок 2.13 – Конструкція випробувальної машини (а) статичного навантаження чистим згином (б)



**Рисунок 2.14 – Загальний вигляд експериментальних установок для дослідження закономірностей розвитку втомної тріщини в конструкційних трубопровідних сталях при їх циклічному деформуванні в робочих корозійних середовищах**

До системи вимірювання параметрів статичного навантаження входять давачі (тензометри опору), що наклеєні на динамометр 3 випробувальної машини (див. рис. 2.13) і складають відому [56] вимірювальну схему мостового типу. Мостова схема живиться від стабілізованого джерела електричного струму ВІП-010. У результаті навантаження балкового зразка мостова схема розбалансовується. Величина дисбалансу безперервно реєструється в процесі експерименту на діаграмній стрічці автоматичного потенціометра КСП-4. Порівнюючи одержані значення із наперед протарованою кривою визначаємо величину діючого на зразок згинаючого моменту.

Вимірювання довжини корозійно-втомної тріщини здійснювалось оптичним методом за допомогою мікроскопа МПБ-2 або катетометра КМ-8.

Реалізацію запланованої програми експериментальних випробувань здійснили шляхом використання представленого експериментального обладнання (див. рис. 2.14). Крім того, у процесі виконання цієї роботи використано стандартне лабораторне устаткування (розривна машина, копер та інше).

Проведення розрахунків, графічні побудови та аналіз і узагальнення результатів розрахунково-експериментальних досліджень проводились за допомогою персонального комп'ютера. При цьому використовувались пакети стандартних програм MS Office (2010); Photoshop CS4; CorelDRAW 8; Origin 8.0; Mathcad 15.0 та інших.

## **2.5 Методика розрахунку екологічної складової збитків від аварій та відмов обладнання магістральних газопроводів**

У результаті експлуатації на об'єктах газотранспортної мережі можуть виникнути надзвичайні ситуації техногенного характеру. В першу чергу – це аварії на магістральних газопроводах, які характеризуються пожежами, вибухами, руйнуваннями інфраструктури і, як наслідок, викидом продуктів транспортування та горіння, які негативно впливають на екологію та складають загрозу життєдіяльності людей.

У зв'язку з цим, надзвичайні ситуації техногенного характеру супроводжуються значними прямими та непрямими збитками. Прямі збитки пов'язані із втратою транспортованого продукту, ремонтно-відновлювальними роботами на магістральних газопроводах а також з компенсаційними виплатами пов'язані із втратою працівникам працездатності та людськими жертвами. Непрямі збитки характеризуються екологічними втратами пов'язаними із забрудненням довкілля та рекреаційними роботами по ліквідації їх наслідків.

Згідно методики [159] збитки від надзвичайних ситуацій обчислюють за формулою:

$$P = H_p + M_p + P_{c/2} + P_{л/2} + P_{p/2} + P_{рек} + P_{нзф} + A_{ф} + B_{ф} + Z_{ф}, \quad (2.8)$$

де  $H_p$  – втрати життя та здоров'я населення, грн.;

$M_p$  – руйнування та пошкодження основних фондів, знищення майна та продукції, грн.;

$P_{c/z}$  – вилучення або порушення сільськогосподарських угідь, грн.;

$P_{л/z}$  – втрати деревини та інших лісових ресурсів, грн.;

$P_{p/z}$  – втрати рибного господарства, грн.;

$P_{рек}$  – знищення або погіршення якості рекреаційних зон, грн.;

$P_{ндф}$  – збитки, заподіяні природно-заповідному фонду, грн.;

$A_\phi$  – величина екологічної складової збитків від забруднення атмосферного повітря, грн.;

$B_\phi$  – величина екологічної складової збитків від забруднення поверхневих і підземних вод та джерел, внутрішніх морських вод і територіального моря, грн.;

$З_\phi$  – величина екологічної складової збитків від забруднення земель несільськогосподарського призначення, грн.

У випадку аварійної ситуації на магістральному трубопроводі рівняння 2.8 спрощується і збиток обчислюється за формулою:

$$З = M_p + H_p + M_n + A_\phi + B_\phi + З_\phi, \quad (2.9)$$

де  $M_n$  – збиток від забруднення атмосферного повітря, грн.; (розраховують у випадку дуже великих пожеж і вибухів, які по масштабах можливих наслідків класифіковані як місцеві або регіональні надзвичайні ситуації).

Згідно методики [159] у табл. 2.8 представлені характерні для різних типів надзвичайних ситуацій основні види збитків.

Таблиця 2.8

**Основні види збитків, які характерні для різних типів надзвичайних ситуацій [159]**

Вид надзвичайних ситуацій	Рівень надзвичайної ситуації			
	об'єктовий	місцевий	регіональний	загальнодержавний
Транспортні аварії	$H_p, M_p;$ $(A_\phi, B_\phi, З_\phi)$	$H_p, M_p, M_n;$ $(P_{p/z}, A_\phi, B_\phi,$ $З_\phi)$	–	–
Пожежі та вибухи	$H_p, M_p, M_n;$ $(A_\phi, B_\phi, З_\phi)$	$H_p, M_p, M_n;$ $A_\phi; (P_{p/z}, B_\phi,$ $З_\phi)$	$H_p, M_p, M_n;$ $A_\phi, B_\phi, З_\phi;$ $(P_{c/z}, P_{л/z}, P_{p/z},$ $P_{рек}, P_{ндф})$	–

Аварії з викидом (загрозою викиду) сильно діючі отруйні речовини, радіоактивні речовини, біологічно небезпечні речовини	$H_p, M_p, M_p, A_{\phi}, B_{\phi}, (P_{p/c}, P_{p/c}, P_{c/c}, P_{n/c})$	$H_p, M_p, P_{p/c}, P_{p/c}, M_n, A_{\phi}, B_{\phi}, (P_{c/c}, P_{n/c}, P_{n/c}, 3_{\phi})$	$H_p, M_p, P_{p/c}, P_{p/c}, P_{c/c}, P_{n/c}, P_{n/c}, M_n, A_{\phi}, B_{\phi}, 3_{\phi}$	$H_p, M_p, P_{p/c}, P_{p/c}, P_{c/c}, P_{n/c}, P_{n/c}, A_{\phi}, B_{\phi}, 3_{\phi}$
Раптове руйнування споруд	$M_p, H_p, M_n$	$M_p, H_p, M_n$	—	—
Аварії на очисних спорудах	$M_p, H_p, M_n, A_{\phi}, B_{\phi}, 3_{\phi}$	$M_p, H_p, M_n, A_{\phi}, B_{\phi}, 3_{\phi}$	$H_p, M_p, P_{p/c}, P_{p/c}, P_{c/c}, P_{n/c}, P_{n/c}, M_n, A_{\phi}, B_{\phi}, 3_{\phi}$	$H_p, M_p, P_{p/c}, P_{p/c}, P_{c/c}, P_{n/c}, P_{n/c}, M_n, A_{\phi}, B_{\phi}, 3_{\phi}$

Зауважимо, що перший доданок включає прямий збиток від uszkodження трубопроводу та основних фондів. Другий доданок береться до уваги у тому випадку коли у результаті аварії є потерпілі люди, тобто втрата здоров'я та працездатності або людські жертви. Інші складові обчислюються у тих випадках, коли у результаті аварії відбувся викид шкідливих або отруйних речовин у відповідні сфери довкілля. При суттєвих викидах шкідливих речовин у результаті аварійної ситуації у першу чергу обчислюються локальні збитки залежно від домінуючої сфери забруднення.

Розмір екологічної складової від забруднення атмосфери ( $A_{\phi}$ ) обчислюють за формулою:

$$A_{\phi} = M_i \times 1,1 \times \Pi \times A_i \times K_m \times K_{zi}, \quad (2.10)$$

де  $M_i$  – маса  $i$ -тої забруднювальної речовини, що викинута в атмосферне повітря наднормативно, т;

$1,1 \times \Pi$  – базова ставка компенсації збитків у частках мінімальної заробітної плати ( $\Pi$ ) за одну тонну умовної забруднювальної речовини на момент перевіряння, грн./т;

$A_i$  – безрозмірний показник відносної небезпечності  $i$ -тої забруднювальної речовини;

$K_m$  – коефіцієнт, що враховує територіальні соціально-екологічні особливості, який залежить від чисельності жителів населеного пункту, його народногосподарського значення;

$K_{zi}$  – коефіцієнт, що залежить від рівня забруднення атмосферного повітря населеного пункту  $i$ -ю забруднювальною речовиною.

Масу  $i$ -тої забруднювальної речовини ( $M_i$ ) під час транспортування небезпечних речовин та відходів розраховують шляхом визначення різниці між фактичними і дозволеними потужностями викидів, з урахуванням часу викиду в атмосферу небезпечної речовини за формулою:

$$M_i = 0,0036 \times (V_i \times C_i - M_{qi}) \times T, \quad (2.11)$$

де  $V_i$  – об'ємна витрата газопилового потоку на виході з джерела,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$C_i$  – середня концентрація  $i$ -тої забруднювальної речовини (із серії відібраних проб),  $\text{г}/\text{м}^3$ , розрахована як середня арифметична;

$M_{qi}$  – потужність дозволеного викиду  $i$ -тої забруднювальної речовини у даному джерелі,  $\text{г}/\text{с}$ , встановлена дозволом на викид;

$T$  – тривалість викидання в атмосферу небезпечної речовини, год.

Параметр  $A_i$  визначають за формулою:

$$A_i = \frac{1}{ГДК_i}, \quad (2.12)$$

де  $ГДК_i$  – середньодобова гранично допустима концентрація або орієнтовно безпечний рівень впливу  $i$ -тої забруднювальної речовини,  $\text{мг}/\text{м}^3$ .

Коефіцієнт  $K_m$  визначають за формулою:

$$K_m = K_{nac} \times K_\phi, \quad (2.13)$$

де  $K_{nac}$  – коефіцієнт, що залежить від чисельності жителів населеного пункту ( $1,0 \leq K_{nac} \leq 1,8$ , за умови, що чисельність населення змінюється від 100 тис. чол. до 1,0 млн чол.);

$K_\phi$  – коефіцієнт, що враховує народногосподарське значення населеного пункту та залежить від типу населеного пункту ( $1,0 \leq K_\phi \leq 1,65$ ).

Коефіцієнт  $K_{zi}$  визначають за формулою:

$$K_{zi} = \frac{q}{ГДК_{ci}} \quad (2.14)$$

де  $q$  – середньорічна концентрація  $i$ -тої забруднювальної речовини за даними прямих інструментальних вимірів на стаціонарних постах за попередній рік,  $\text{мг}/\text{м}^3$ ;

$GDK_{ci}$  – середньодобова граничнодопустима концентрація  $i$ -тої забруднювальної речовини, мг/м<sup>3</sup>.

Якщо в даному населеному пункті інструментальні виміри концентрації даної забруднювальної речовини не виконуються, а також якщо рівні забруднення атмосферного повітря населеного пункту  $i$ -тою забруднювальною речовиною не перевищують граничнодопустимої концентрації, то значення коефіцієнта  $K_{zi}$  дорівнює одиниці.

Пожежі й вибухи на магістральних газопроводах та виробничих об'єктах і комунікаціях газотранспортної системи мають наступний порядок розрахунку збитку:

$$З = M_p + H_p + M_n + A_\phi \quad (2.15)$$

Перший доданок – збиток від ушкодження й руйнування матеріальних об'єктів газотранспортної системи, є присутнім завжди. Список об'єктів і майна залежить від особливостей кожної конкретної аварійної ситуації. Другий доданок розраховують, якщо постраждали люди.

Збиток від забруднення атмосферного повітря розраховують у випадку дуже великих пожеж і вибухів, які по масштабах можливих наслідків класифіковані як місцеві або регіональні надзвичайні ситуації.

Раптове руйнування магістрального газопроводу або інших об'єктів газотранспортної системи припускає також спрощену оцінку збитку згідно з формулою:

$$З = M_p + H_p + A_\phi \quad (2.16)$$

У разі викиду забруднюючих речовин в атмосферу, величину  $A_\phi$  розраховують за формулою 2.10.

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

1. Спроектовано, виготовлено та проведено апробацію нового двадцяти каналного аналого-цифрового перетворювача – пристрою для визначення напружено-деформованого стану трубопроводів великих діаметрів та розроблено методичну процедуру визначення характеристик напружено-деформованого стану в зоні основного металу і кільцевих зварних з'єднань труб магістральних газопроводів.

2. Адаптовано методику визначення руйнівного тиску до визначення умов виникнення в'язкого руйнування газопровідної труби тривалої експлуатації, що містить ненаскрізні зовнішні довільно орієнтовані тріщини або корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти, що розміщені на зовнішній поверхні труби.

3. Модифіковано методику та експериментальні засоби визначення характеристик статичної тріщиностійкості сталей магістральних газопроводів тривалої експлуатації.

4. Розроблено методичну процедуру визначення характеристик статичної тріщиностійкості металу магістральних газопроводів із урахуванням тривалої дії експлуатаційних чинників: режими навантаження, вплив середовища, деградація властивостей матеріалу внаслідок тривалої роботи.

5. Одержано комплекс нових експериментальних даних про характеристики міцності та тріщиностійкості трубопровідних сталей магістральних газопроводів тривалої експлуатації Богородчанського ЛВУМГ.

6. Поєднання розроблених нових методичних підходів та діючого випробувального обладнання (навчально-наукова лабораторія "Механіка руйнування матеріалів та міцність елементів конструкцій у експлуатаційних середовищах") Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу дало змогу провести дослідження умов, за яких потенційно можливе виникнення процесів неконтрольованого в'язкого та крихкого (лавинного) руйнування газопровідних систем.



# РОЗДІЛ 3. ТРАНСПОРТУВАННЯ СТИСНУТОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ЗАМКНУТИХ ЄМНОСТЯХ

## 3.1 Аналіз умов зберігання та способів транспортування газу

Природний газ на сьогодні є найбільш поширеним та екологічно досить безпечним енергоносієм. Його прогнозовані запаси, енергетичні та екологічні характеристики забезпечать йому домінування в паливно-енергетичному комплексі впродовж щонайменше одного століття [17, 97]. Застосований як пальне у двигунах внутрішнього згоряння, що є одними з найбільших забруднювачів довкілля, він порівняно з іншими видами пального утворює в 5-10 разів менше окису вуглецю, в 3 рази – ароматичних вуглеводнів, в 1,5-2,5 рази – оксидів азоту (табл. 3.1) [101, 140].

Таблиця 3.1

### Відносний вміст шкідливих речовин в продуктах згорання різних енергоносіїв

Тип палива	CO <sub>2</sub>	C <sub>x</sub> N <sub>y</sub>	NO <sub>x</sub>	Сажа	PbO <sub>2</sub>	Бенз(а)пирен
Бензин	100	100	100	0	100	100
Бензин + каталізатор	25-30	10	25	0	0	50
Дизпаливо	10	10	50-80	100	0	50
Дизпаливо + природний газ	8-10	8-10	50-70	20-40	0	30-40
Пропан	10-20	50-70	30-80	0	0	3-10
Природний газ	5-10	1-10	25-50	0	0	3-10

У Росії 36 млн автомобілів, що працювали на світлих нафтопродуктах, щорічно викидали в атмосферу до 27 тис. т бензолу, 17,5 тис. т формальдегіду, 5 тис. т свинцю та ін. канцерогенів. Загальна ж маса їх від роботи 700 млн автомобілів щорічно сягала понад 20 млн т. Крім того, за даними Кіотського протоколу, більше 30 % емісії вуглекислого газу відбувається саме внаслідок роботи

двигунів внутрішнього згоряння. Спеціалісти підраховали, що тільки природоохоронні та оздоровчі заходи потребують фінансування в обсязі понад 4 млрд дол. США.

Як альтернативне рішення цієї проблеми в даний час розглядають застосування для двигунів природного газу. Уже газифіковано понад 10 млн автомобілів, з яких більш ніж 70 % складають малотоннажні легкові авто, що використовують лише стиснутий газ. За цей час набуто великого досвіду в плані його акумулювання, зберігання та перевезення і дозованої витрати на борту автомобіля. Розроблено конструкцію і технологію виготовлення легких балонів високого тиску, досліджено умови їх безпечної експлуатації. Цікаві результати щодо останньої опублікувала Американська газова асоціація, що вела нагляд за 2400 автомобілями протягом 10 років. За цей час автомобілі пройшли в сумі 280 млн км. З ними сталося 1360 ДТП, в 180 з яких пошкоджувалась зона розташування балонів з газом. Балони пошкоджень не зазнали, проте в автомобілях, які використовували бензин, зафіксовано 5 займань.

Заслуговують уваги також результати досліджень, проведених в інституті електрозварювання (ІЕЗ) ім. Є. О. Патона [194]. При полігонних випробуваннях обстрілом балонів, наповнених природним газом під тиском 19,6 МПа, газ виходив через лікоподібний, утворений кулею отвір, щільним струменем без загоряння. Куля, втрапивши пробійну силу, залишалась в балоні, руйнування якого припинялось на стадії розгерметизації.

Таким чином, балони високого тиску є досить надійним засобом для завантаження та зберігання природного газу під тиском. Ще в 1960-х роках ХХ століття США зробили спробу реалізувати ідею транспортування його в такому стані через Атлантичний океан, використовуючи безшовні суцільнометалеві балони. Проте, спроба виявилась дочасною через вагу балонів великої місткості, що обмежувало дедвейт корабля-газовоза. Тому, за енергетичними показниками витрачене паливе перевершувало доставлений ресурс.

Набутий досвід будівництва і експлуатації газопроводів із зварних труб великих діаметрів, новітні розробки в галузі комбінованих конструкцій, а також досягнення в справі газифікації автотранспорту створюють необхідні умови для успішного вирішення цієї проблеми. Більш того, за даними фірми Knutsen O.A.S. Shipping [43], транспортування стиснутого газу (англ. *Compressed natural gas, CNG*) морем на відстанях 500-3000 мор. миль економічно доцільніше [274].

Крім того, транспортування CNG-газовозами має ще й інші переваги:

- використання офшорних покладів;
- диверсифікація джерел і пунктів отримання газу;
- можливість використання незадіяних офшорних платформ для розвантаження;
- відносно менша вартість інфраструктури для завантаження або розвантаження;
- простота конструкції вантажної системи;
- вищий рівень безпеки, а тому допускається можливість зменшення коефіцієнту запасу міцності балонів;
- можливість використання не задіяних контейнеровозів, переобладнавши існуючі контейнери;
- екологічно чиста (зелена) технологія завантаження/розвантаження;
- використання технологій виробництва труб і побудови газопроводів високого тиску (до 25 МПа) для створення балонів великого об'єму і тиску;
- низькі витрати газу з великим парниковим ефектом (табл. 3.2).

Таблиця 3.2

#### Витрати газу при різних видах транспортування

CNG (при завантаженні/розвантаженні)	2-5 %
Трубопровід	2-8 %
LNG	8-10 %

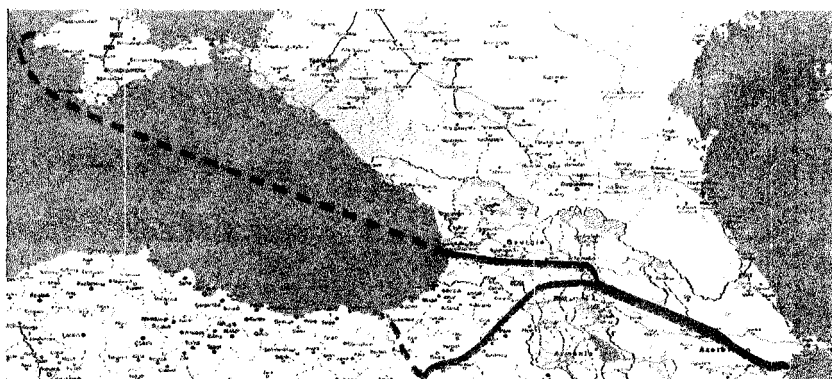
Для України, яка шукає шляхи і способи диверсифікації газопостачання, наведені дані мають особливе значення, оскільки найкоротші відстані до альтернативних джерел природного газу пролягають через морські акваторії. Крім того, Україна має власний промисловий потенціал і необхідні конструкторсько-технологічні розробки для вирішення цієї проблеми власними силами. Тому при виборі варіанту транспортування газу зрідженого (LNG) чи стиснутого (CNG), на нашу думку, перевагу слід надати останньому. Цей варіант є найбільш вигідним для організації постачання газу, тому що відстані між Україною і потужними родовищами цього енергоносія на Кавказі, Близькому Сході та Північній Африці цілком вкладається в визначені межі: Поті-Феодосія – 327,2 мор. миль; Поті-Одеса ~ 700 мор. миль;

Одеса-Олександрія (АРЕ) – 1064 мор. миль; Одеса-Порт-Саїд (АРЕ) – 1128 мор. миль; Одеса-Бенгаузі (Лівія) – 1053 мор. миль; Одеса-Триполі (Лівія) – 1290 мор. миль; Одеса-Туніс (порт) – 1379 мор. миль; Одеса-Алжир (порт) – 1729 мор. миль. Деякі варіанти маршрутів наведені на рис. 3.1-3.4.

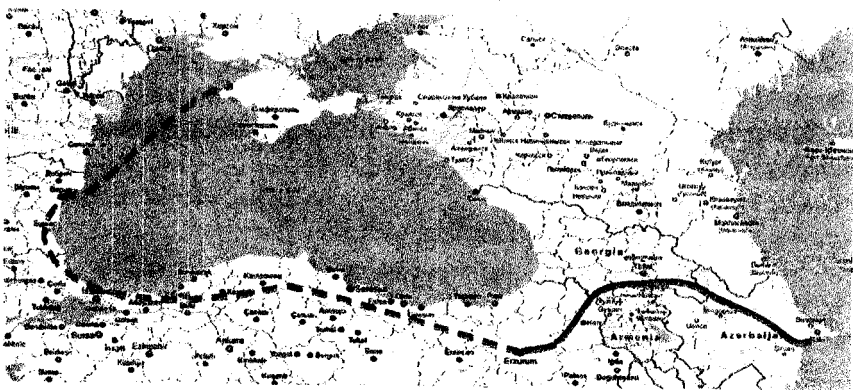
### **3.2 Географічні і технічні передумови транспортування газу морськими шляхами**

Із наведених на рис. 3.1-3.4 видно, що відносно альтернативних джерел природного газу географічне розташування України не можна вважати вдалим. Причорноморські країни, крім Росії, його не мають. Перспективне азербайджанське родовище Шахденіз розташоване за горами Кавказу, а потужні поклади в Туркменістані ще й за Каспійським морем.

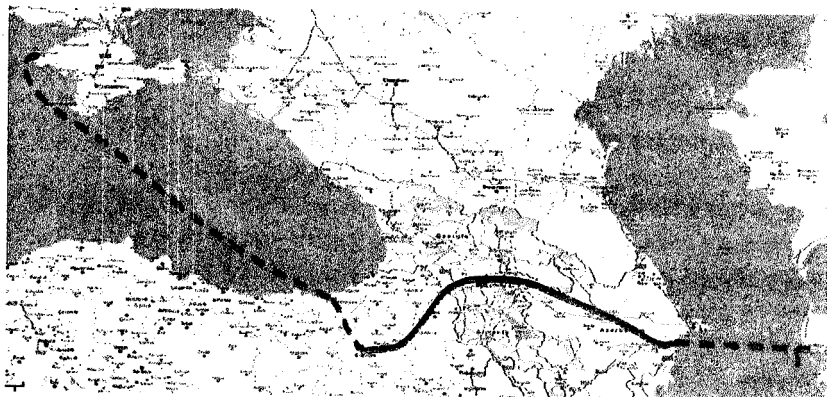
Таким чином, шлях до азербайджанського газу пролягає через Чорне море і Кавказ, а туркменського – ще й через Каспій, а доступ до родовищ середземноморських родовищ – через вузькі і переповнені суднами протоки Босфор та Дарданелли, що вимагає особливо уважних підходів до організації безпечного плавання. Тому транспортування стиснутого природного газу в герметичній тарі безпечніше ніж танкерами LNG, більшість з яких не мають запобіжних засобів проти випарування зрідженої фракції.



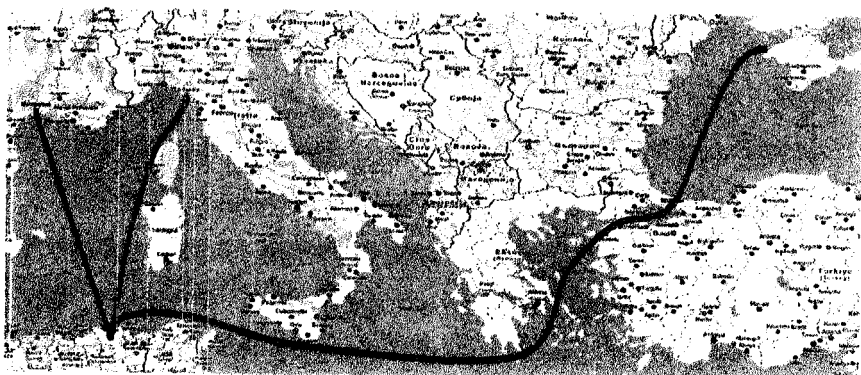
**Рисунок 3.1 – Шлях з Азербайджану до України**



**Рисунок 3.2 – Альтернативний шлях з Азербайджану до України**



**Рисунок 3.3 – Шлях з Туркменістану до України**



**Рисунок 3.4 – Шлях з Африки до України**

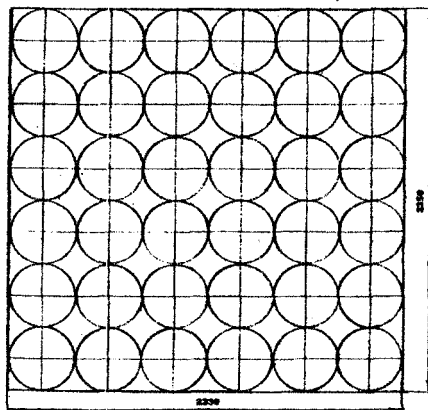
В Україні є можливість організувати постачання газу з альтернативних джерел за двома варіантами. Перший – це прискорений з використанням наявних контейнеровозів, а другий – перспективний з побудовою спеціалізованих суден-газовозів. У першому випадку використовують морські контейнери розмірами 20 або 40 футів, оснащені балонами високого тиску діаметром від 390 до 1020 мм (рис. 3.5; табл. 3.3-3.5), як ємності менших діаметрів можна використати автомобільні балони, виробництво і експлуатація яких досить добре освоєні.

Таблиця 3.3

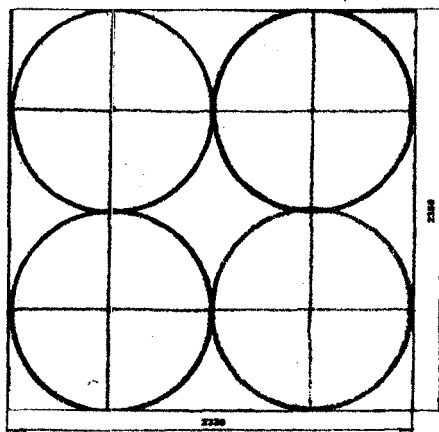
**Характеристики морського контейнера типу Dry Cube  
( $D = 390$  мм, сталь 30ХГСА ( $\sigma_B = 960$  МПа))**

Робочий тиск, МПа	20		25		30	
	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft
Розмір контейнера	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft
Довжина балона, мм	5800	11700	5800	11700	5800	11700
Маса балона, кг	377	787	423	873	476	984
Об'єм балона, л	580	1230	580	1230	580	1230
$M/V$ балона, кг/л	0,65	0,64	0,73	0,71	0,82	0,80
Маса балонів, кг	13572	28332	15264	31428	17136	35424
Маса контейнера з балонами, кг	15772	32232	17464	35328	19336	39324
Об'єм газу в контейнері при 20 °С, $\text{м}^3$	4176	8814	5220	11018	6264	13222

Для балонів більших діаметрів доцільно використати газові зварні труби, що теж добре освоєні. Балони в контейнерах сполучаються перехідними патрубками паралельно або послідовно. При послідовному сполученні балонів, а також контейнерів можна отримувати довгомірні посудини, які можливо трактувати як відрізки трубопроводів і, таким чином, за прикладом проекту «Cosele», претендувати на зменшення коефіцієнту запасу міцності від 2,5 до 1,75. Це дозволило б на 30 % зменшити масу тари і збільшити відповідно об'єм вантажної системи і дедвейт судна. Аналогічне рішення прийняте і для спеціалізованих суден-газовозів, особливо при укладанні балонів вздовж корпусу судна.



*a*



*б*

*a* – діаметр балона 390 мм; *б* – діаметр балона 1020 мм

**Рисунок 3.5 – Горизонтальне розташування балонів на робочий тиск 20, 25 і 30 МПа в контейнері типу Dry Cube.  
Матеріал лейнера – термооброблена сталь 30ХГСА ( $\sigma_B = 960$  МПа).  
Матеріал оболонки – односпрямований склопластик**

Таблиця 3.4

**Характеристики морського контейнера типу Dry Cube  
( $D = 820$  мм, сталь 30ХГСА ( $\sigma_B = 960$  МПа))**

Робочий тиск, МПа	20		25		30	
	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft
Розмір контейнера	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft
Довжина балона, мм	5800	11700	5800	11700	5800	11700
Маса балона, кг	2214	4947	2456	5411	2802	6184
Об'єм балона, л	3460	7730	3460	7730	3460	7730
М/У балона, кг/л	0,64	0,64	0,71	0,70	0,81	0,80
Маса балонів, кг	8856	19788	9824	21644	11208	24736
Маса контейнера з балонами, кг	11056	23688	12024	25544	13408	28636
Об'єм газу в контейнері при 20 °С, $\text{м}^3$	2770	6184	3460	7730	4152	9276

Таблиця 3.5

**Характеристики морського контейнера типу Dry Cube  
( $D = 1020$  мм, сталь 30ХГСА ( $\sigma_B = 960$  МПа))**

Робочий тиск, МПа	20		25		30	
	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft
Розмір контейнера	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft	20 ft	40 ft
Довжина балона, мм	5800	11700	5800	11700	5800	11700
Маса балона, кг	2790	6150	3183	6957	3460	7653
Об'єм балона, л	3460	7730	3460	7730	3460	7730
М/У балона, кг/л	0,81	0,80	0,92	0,90	1,00	0,99
Маса балонів, кг	11160	24600	12732	27828	13840	30612
Маса контейнера з балонами, кг	13360	28500	14932	31728	16040	34512
Об'єм газу в контейнері при 20 °С, $\text{м}^3$	2770	6184	3460	7730	4152	9276

Балони для зберігання і транспортування стиснутого природного газу прийнято класифікувати таким чином:

— CNG-1 – суцільнометалеві балони (такі балони виготовляються зі сталей або алюмінієвих сплавів зазвичай без застосування зварювання);

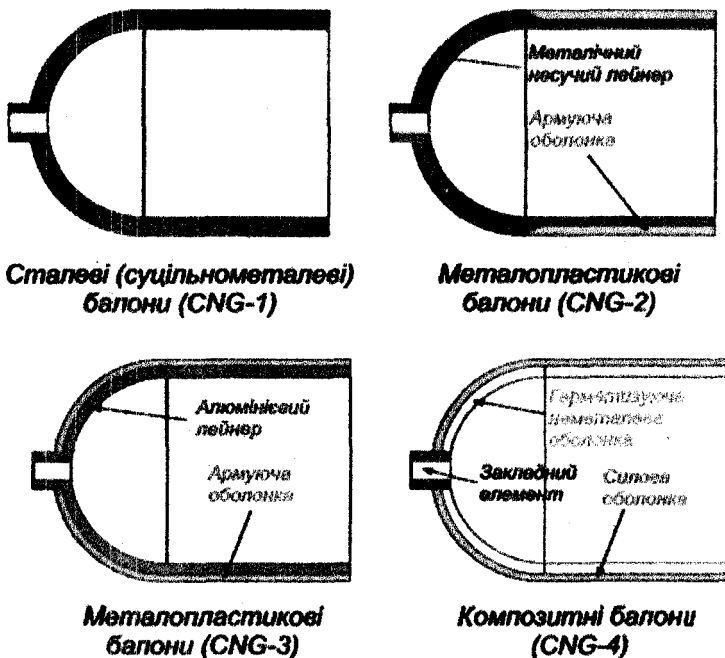
— CNG-2 – полегшені металеві балони (сталеві або алюмінієві) із кільцевої обмоткою скловолокном. У даному випадку металева частина і обмотка поділяють навантаження між собою;

— CNG-3 – балони з тонким металевим лейнером, як правило, алюмінієвим, повністю обмотаним пропитаним безперервним волокном;



— CNG-4 – балони з неметалічним лейнером, армованим безперервними волокнами, що просякнуті смолою. Пропитка і волокно утворюють композит. Композитами можуть бути склопластики, органіластики, вуглеластики. Основне навантаження несе композитна обмотка.

Найбільш високотехнологічними і дорогими є конструкції CNG-3 і CNG-4, а потенціал їх застосування найбільш високий. Схематично балони різних типів показані на рис. 3.6.



**Рисунок 3.6 – Класифікація CNG-балонів**

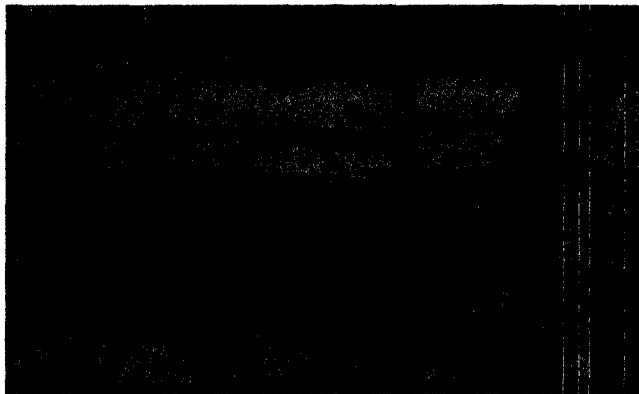
Основними елементами типового балону типу CNG-4 є:

- лейнер з поліетилену високої щільності;
- силова оболонка з композиційного матеріалу;
- закладний елемент з алюмінієвого сплаву для приєднання запірної арматури;
- покриття з пінополіуретану для захисту сферичних поверхонь від ударів;

- зовнішнє покриття зі склопластику для захисту від абразивного зносу;
- поліуретанове покриття зовнішньої поверхні, що наноситься з декоративно-косметичною метою.

Основні переваги балонів типу CNG-4 у порівнянні з іншими типами балонів:

- менша вага;
- більша надійність;
- нижчий рівень вибухонебезпеки (при вогневому впливі лейнер розплавляється і газ просочується крізь силову оболонку, яка розпушилася, що дозволяє балону горіти без вибуху) (рис. 3.7).



**Рисунок 3.7 – Лейнер при вогневому впливі**

Одним із основних показників балонів для транспортування газу морським шляхом є їх масогабаритний показник ( $M/V$ ), тобто відношення маси балону до його корисного об'єму. За даними компанії "Інтари" (Росія) виготовлений із високоміцної трубної сталі X80 балон має цей показник 1,7. Оснащене такими балонами судно місткістю 80 тис. тонн зможе перевезти за один рейс до 12 млн м<sup>3</sup> газу. Це вважається добрим показником для компанії, яка видобуває і постачає газ своїми засобами, тому що навіть при ціні 135 дол. за 1000 м<sup>3</sup> газу рентабельність її перевозок складатиме більше 10 %.

Наші розрахунки [86] показують, що даний показник можна значно покращити, застосувавши комбіновані балони – сталевий лейнер з оболонкою із композиційного матеріалу (рис. 3.8).

Об'єм перевезення газу танкером за один рейс на відстані 1000 км збільшується в 1,52 рази (18,15:11,95).

Вартість танкера збільшена в 1,65 рази (178,5:108).

Експлуатаційна вартість перевезення 1 млн м<sup>3</sup> газу на відстані 1000 км зменшена в 1,53 рази (15,1:9,9).

L = 12 – 240 м

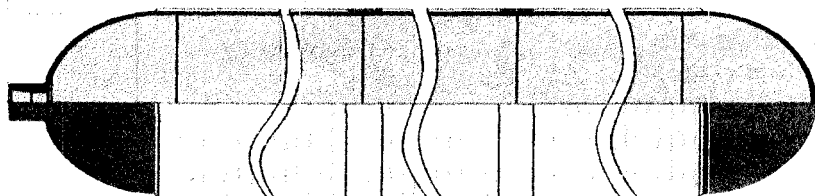


Рисунок 3.8 – Комбінований балон – сталевий лейнер з оболонкою із композиційного матеріалу

Таблиця 3.6

Порівняльні параметри транспортування КПГ на відстань 1000 км суднами-контейнеровозами, укомплектованими циліндричними балонами під тиском 20 МПа

№ п/п	Показники	Стальні балони	Металопластикові балони
1	2	3	4
1	Вантажопід'ємність судна, тис. т	92,2	
2	Маса погонного метра труби, т	0,288	0,179 0,147 – метал 0,032 – пластик
3	Місткість п/м труби, м <sup>3</sup>	0,184	
4	Довжина труби, м	15	
5	Маса труби, т	4,32	2,685
6	Місткість труби, м <sup>3</sup>	2,76	
7	Труб у контейнері, шт.	120	
8	Маса балону, т у тому числі:	518	322,2
	– труби	518	264,6
	– пластику	518	57,6
9	Місткість балону, м <sup>3</sup>	331,2	
10	Щільність газу при 20 МПа, 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	156	
11	Маса газу в балоні, т	51,67	
12	Об'єм газу в балоні, тис. нм <sup>3</sup>	73,802	
13	Сумарна маса балону з газом, т	569,67	373,9
14	Балонів на судні, шт.	162	246
15	Маса балонів на судні, тис. т	83,9	79,28

1	2	3	4
16	Маса газу на судні, тис. т	8,36	12,92
17	Об'єм газу на судні, млн $\text{nm}^3$	11,95	18,15
18	Вартість матеріалів для балону, млн дол у тому числі: – труби – склопластик	0,259 0,259 –	0,362 0,132 0,230
19	Вартість балона, млн дол.	0,389	0,543
20	Вартість балонів на танкері, млн дол.	63,0	133,5
21	Вартість танкера, млн дол.	45	
22	Вартість танкера з балонами, млн дол	108	178,5
23	Вартість експлуатації танкера за рік, млн дол.	10,5	
24	Середня кількість рейсів танкера за рік при відстані перевезення 1000 км	57,7	
25	Експлуатаційна вартість 1 рейса, млн дол.	0,18	
26	Експлуатаційна вартість переве- зання 1 млн $\text{nm}^3$ газу, тис. дол	15,1	9,9

### 3.3 Вибір матеріалів і методів підвищення довговічності зварних балонів

Рівномірність зварних з'єднань та основного металу при статичному навантаженні досягається при значеннях границі міцності до 2000 МПа, але в умовах малоциклових навантажень вимоги до зварних з'єднань зростають. Одним із основних параметрів, що впливає на довговічність зварних з'єднань, є достатній запас пластичності.

Міцність та пластичність сталей високої та підвищеної міцності визначається режимами стабілізуючого відпуску після загартування. Їх вплив пов'язаний з дифузійним переходом частини вуглецю із вільного стану, зафіксованого загартуванням у твердому розчині, у зв'язаний (карбіди). Тому для дослідження вибрана сталь 30ХГСА з міцністю від 600 до 1600 МПа.

З метою дослідження температури відпуску на пластичні властивості проведені експериментальні випробування основного металу при температурах відпуску 500, 550 та 600 °С. Результати випробувань наведені в табл. 3.7.

Як витікає із наведених результатів, для отримання величини відносного видовження ( $\delta_5$ ) не менше 14 %, яка вимагається нормативними документами на зварну конструкцію, температура відпуску сталі 30ХГСА повинна бути не нижчою 550 °С.

Таблиця 3.7

**Результати випробувань основного металу сталі 30ХГСА**

№ зразка	$t$ , мм	$b$ , мм	$S$ , мм <sup>2</sup>	$T_{відп}$ , °С	$\delta_B$ , МПа	$\delta_{0,2}$ , МПа	$\delta_5$ , %	$E_{сп}$ , ГПа
1	3,50	20,10	70,35	500	1207	1135	10,6	194,40
2	3,59	19,95	71,62	500	1216	1160	11,7	191,99
3	3,52	19,80	69,70	550	957	868	15,0	192,66
4	3,53	19,80	69,89	550	959	870	14,8	201,36
5	3,56	19,85	70,67	550	985	889	14,9	195,99
6	3,50	19,90	69,65	600	968	873	14,6	198,14
7	3,47	19,85	68,88	600	945	839	15,1	194,94
8	3,59	19,90	71,44	600	956	865	15,8	196,65

На моделях балонів  $D_{ВН} = 229$  мм,  $L = 860$  мм попередньо було встановлено, що при напруженнях 950 МПа та відносному видовженні  $\delta \geq 14\%$  забезпечується необхідна довговічність зварних балонів  $N \geq 15000$  циклів навантажень. Причому після 15000 циклів "заправка-випуск" випробування балонів внутрішнім тиском показали, що їх запас міцності не зменшується. Тобто у вказаному діапазоні циклів забезпечується високий опір втомному руйнуванню. Було також встановлено, що серед основних причин, які впливають на довговічність зварних конструкцій при змінних навантаженнях, є:

— конструктивні форми, які можуть спричинити появу концентратора напружень в зварних з'єднаннях;

— технологічні та металургійні фактори, які створюють залишкові напруження та змінюють склад та хімічну мікронеоднорідність металу в зоні з'єднань в ході проведення зварювальних робіт та термічної обробки металу.

Основні типи концентраторів напружень у зварних конструкціях — зміщення кромки, вм'ятини, підрізи, тріщини, пори, шлакові включення, непровари, несплавлення. Загально відомо, що навіть в

ідеально виконаному зварному з'єднанні коефіцієнт концентрації напружень знаходиться в межах 1,3-2,5.

Подальші дослідження проводили на вказаних вище моделях, які добре зарекомендували себе в попередніх експериментах.

Для зменшення впливу концентратора напружень відомі такі методи:

- доопрацювання з'єднань фрезую, різакон або абразивним кругом для забезпечення плавного переходу швів в основний метал, який, як відомо, особливо ефективний для стикових з'єднань – границя витривалості при цьому зростає на 40-60 %;

- раціональне проектування зварних з'єднань шляхом розташування з'єднань поза межами найбільш навантажених ділянок конструкції.

Для зменшення впливу залишкових напружень використовують такі технологічні методи:

- термічна обробка шляхом високого відпуску;
- нагрівання;
- формування попередньо напруженого стану;
- пластичне деформування шва – післязварювальне місцеве та біляшовної зони;
- імпульсна обробка.

Варто зазначити, що навколишнє середовище може впливати на опір витривалості матеріалів як негативно, так і позитивно. Негативний вплив посилюється агресивним корозійним середовищем, яке значно зменшує границю витривалості металевих виробів. Позитивний вплив створює навколишнє середовище, яким є саме тверде тіло. На таке явище вперше звернули увагу, коли отвори в сталевих зразках заварили матеріалом з меншим модулем пружності, ніж у сталі (наприклад, електродами з бронзи). В. Гильде [46] рекомендував змінювати навколишнє середовище, використовуючи тверді полімерні матеріали із дисперсними наповнювачами, які герметично покривають зварні з'єднання та позитивно впливають на їх витривалість. Такий матеріал повинен мати високу адгезію до металу, бути пластичним, мати менший модуль пружності та достатню стійкість до зміни навантажень, щоб не руйнуватись раніше за метал. Встановлено, що вказаним вимогам відповідають клеї, які використовують у промисловості для склеювання металів. Серед клеїв, виготовлених на основі композицій з термореактивних та термопластичних синтетичних смол, найбільше розповсюдження

знаходять ненасичені полієфіри на основі композицій з термореактивних та термопластичних синтетичних смол. Позитивний ефект тут був би набагато вагомішим, якби існуючі полімерні клеї мали більш високу міцність. Фактично вона знаходиться у межах (30-60) МПа.

У зв'язку з цим було прийнято рішення на вибраних моделях балонів поєднати два способи підсилення зварних з'єднань, а саме – нанесення полімерного клею та створення навколишнього середовища у вигляді твердого тіла. Цього можна досягнути, підсиливши зварну оболонкову конструкцію композиційним матеріалом.

Ефективність підсилення найбільш повно буде використана у випадку, коли підсилення виконується кільцевим намотуванням волоконного матеріалу на циліндричну обичайку, виготовлену вальцюванням та зварюванням поздовжнім швом, тобто в напрямку дії максимальних зусиль.

Технологічний процес виготовлення композиційної оболонки включає такі операції:

- термостатування склоровінгу;
- приготування зв'язуючої речовини;
- встановлення корпусу посудини у верстаті;
- знежирювання поверхні корпусу розчинником;
- заправку ванночки волоконного тракту зв'язуючою речовиною;
- заправку ровінгу у волоконний формуючий тракт;
- кріплення технологічної стрічки на корпусі балона;
- встановлення обертів шпинделя верстата;
- встановлення кроку подачі супорту;
- регулювання величини зусилля натягу;
- намотування необхідної кількості шарів ровінгу;
- нанесення технологічного шару фторопластової стрічки;
- транспортування та встановлення в піч для термообробки (полімеризації);
- проведення полімеризації за ступінчастим режимом;
- зачищення поверхні посудини від надлишків зв'язуючої речовини;
- фарбування та нанесення паспортних даних.

В основу технології виготовлення композиційної оболонки покладені технологічні принципи, розроблені при виготовленні дослідних кільцевих зразків, оцінка якості яких підтверджена лаборато-

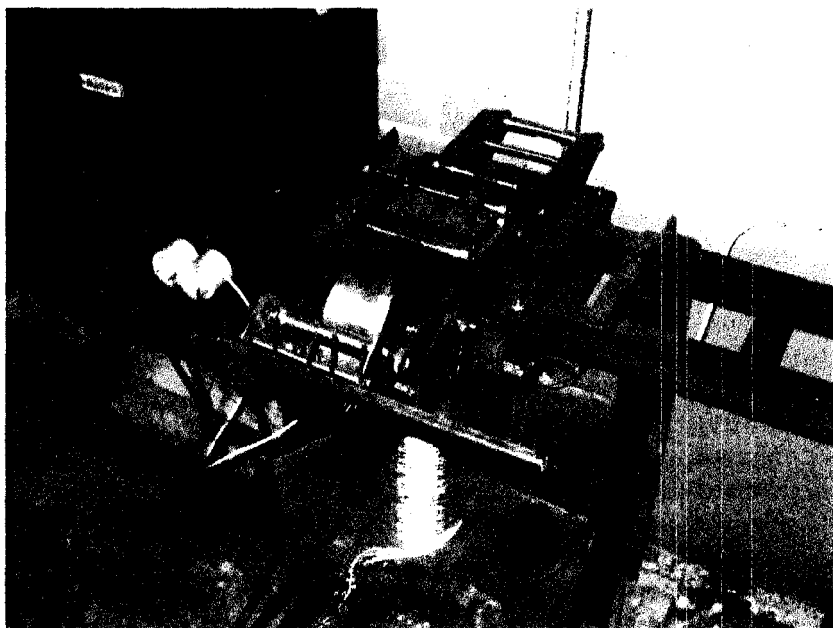
рними дослідженнями фізико-механічних і технологічних властивостей композиційних матеріалів.

Термостатування бобин склоровінгу для видалення вологи проводилось в печі за температури 200 °С.

Приготування зв'язуючої фракції проводилось шляхом зважування компонентів у вказаних в інструкції пропорціях, перемішування протягом 30 хв та відстоювання протягом 3 годин для видалення повітря.

Проводилась піскоструменева обробка та знежирення корпусів балонів розчинником перед нанесенням на нього композиційного матеріалу.

Формування композиційної оболонки проводилось на токарному верстаті, дообладнаному такими технологічними пристроями, як бобинуотримувач, волоконний тракт з ванночкою для зв'язуючої та регулятором і контролером зусилля натягу технологічної стрічки. Розміщення пристроїв на платформі супорта наведено на рис. 3.9.



**Рисунок 3.9 – Розміщення пристроїв на платформі супорта**



За допомогою волоконного тракту окремі пасма склоровінгу формуються в технологічну стрічку таким чином, щоб до моменту торкання в кожному пасмі було однакове зусилля попереднього натягу для забезпечення сумісної роботи всіх волокон у ході навантаження. Надалі технологічна стрічка проходить через ванночку, де відбувається просякнення волокон зв'язуючою речовиною.

Сформована та змочена зв'язуючою речовиною технологічна стрічка проходить через пристрій для гальмування, яке створюється силою тертя-ковзання по поверхні пальців. Електронний пристрій контролює зусилля натягу, від величини якого залежить щільність структури та ступінь нанесення зв'язуючої речовини.

Розроблені та виготовлені пристрої забезпечують зручний та швидкий монтаж на верстаті та демонтаж з метою його чистки та профілактики.

Після встановлення необхідних параметрів швидкості обертання та поступу супорта проводиться пошарова кільцева намотка склоровінгу до досягнення розрахункової товщини композиційного матеріалу.

Додаткове завдання, яке необхідно було вирішити при формуванні композиційної оболонки на зварному корпусі, – це наявність посилення зварних швів, що виступає над поверхнею.

Встановлено, що виступ валика зварних кільцевих швів над поверхнею не впливає на якість композиційного матеріалу, тому що технологічну стрічку укладають паралельно до цих швів.

Наявність виступу валика в поздовжньому зварному шві обичайки та можливі технологічні відступи від форми кола, такі як вм'ятини або випуклості в зоні цього з'єднання, впливають на рівень напружень, тобто створюються локальні концентратори напруг, які при циклічних навантаженнях у ході експлуатації значно знижують ресурс витривалості матеріалу.

Крім того, при намотуванні технологічної стрічки вона укладається перпендикулярно до поздовжнього шва і нещільно прилягає до корпусу балону. Тому в цій зоні локально порушуються такі якісні характеристики композиційного матеріалу як об'ємне наповнення та відсотковий вміст пор. Для послаблення дії виступу валика в поздовжньому зварному шві обичайки його необхідно знімати. Підвищення якості матеріалу, сформованого на доопрацьованому металевому корпусі, підтверджено в ході проведених лабораторних досліджень.

### 3.4 Теоретичні дослідження міцності та довговічності зварних комбінованих балонів

Методика розрахунків міцності та довговічності комбінованих посудин, що працюють під тиском також випробовувалась на моделях.

Завданням розрахунку було визначення на етапі проектування оптимального співвідношення товщини стінки металевго корпусу та композиційної оболонки, які забезпечать надійну експлуатацію балонів із заданими запасом міцності та довговічністю при циклічних навантаженнях. Результати розрахунків покладені в основу вибору товщини металу та композиційної оболонки при виготовленні дослідної партії балонів, а також перевірені при теоретичному обґрунтуванні балонів великої місткості.

Циліндричний, закритий по торцях напівсферичними днищами балон складається із зварного металевго корпусу, виготовленого вальцюванням обичайки, звареної поздовжнім швом та штампуванням напівсферичних днищ, в одне із яких вварена горловина. Для зменшення ваги, збільшення міцності та довговічності балонів циліндрична частина металевго корпусу підсилена композиційним матеріалом (склопластиком).

Дані для розрахунків:

Внутрішній діаметр корпусу ( $D$ ), мм	205,0
Робочий ( розрахунковий) тиск балону ( $P_p$ ), МПа	20,0
Розрахункова температура, °C ( $t$ )	60,0
Коефіцієнт запасу міцності за напруженнями в металі ( $n_\sigma$ )	2,8
Коефіцієнт запасу по кількості циклів ( $n_N$ )	10,0
Сума прибавок для компенсації ерозії, мінусового допуску на товщину листа, та потоншення при штампуванні ( $C$ ), мм:	
– для обичайки	0,35
– для днища без горловини	0,85
– для днища із горловиною	0,35
Термін експлуатації (років)	15
Матеріал корпусу (обичайка, днища, горловина) – сталь 30 ХГСА:	
– тимчасовий опір руйнування ( $\sigma_B$ ), МПа	1100
– границя плинності ( $\sigma_T$ ), МПа	1000
– модуль пружності ( $E$ ), МПа	$2 \cdot 10^5$
– коефіцієнт Пуассона ( $\mu$ )	0,3

Матеріал підсилювальної композиційної оболонки – однонаправлений склопластик (рівінг ЕС10 1680Н У10(168)) [78], епоксидна зв'язуюча марки КДА-ХІ [238]:

– лінійна щільність ровінгу ( $M$ ), текс	1680
– об'ємна щільність скла ( $\gamma$ ), г/см <sup>3</sup>	2,56
– тимчасовий опір руйнування склопластику ( $\sigma_B$ ), МПа	1100
– модуль пружності склопластику вздовж волокон ( $E_1$ ), МПа	0,5·10 <sup>5</sup>
– прибавка на мінусовий допуск на товщину ( $C$ ), мм	0,2

### 3.4.1 Розрахунок балону на міцність при статичних навантаженнях

#### Розрахунок на міцність циліндричної частини корпусу

Розрахункову товщину стінки  $h_{0p}$  циліндричної обичайки на руйнівний тиск  $P_k = 1,4 \cdot P = 1,4 \cdot 20,0 = 28,0$  МПа, визначають за формулою [51]:

$$h_{0p} = \frac{P_k \cdot D}{2 \cdot \sigma_v \cdot \varphi_p - P_k}, \quad (3.1)$$

де  $\varphi_p = 0,9$  – коефіцієнт міцності зварного шва.

$$h_{0p} = \frac{28 \times 205}{2 \times 1100 \times 0,9 - 28} = 2,98 \text{ мм}$$

З урахуванням прибавки  $C = 0,35$  мм:

$$h_0 = h_{0p} + C = 2,94 + 0,35 = 3,29 \text{ мм.}$$

Приймаємо виконавчу товщину стінки обичайки  $h_{0p} = 3,5$  мм. При розрахунках на міцність прибавка  $C = 0,35$  мм не враховується, тому розрахунки проводяться при товщині:

$$h_{0p} = 3,5 + 0,35 = 3,15 \text{ мм.}$$

#### Розрахунок на міцність напівсферичних днищ

Розрахункова товщина стінки напівсферичних днищ  $S_{1p}$  на руйнівний тиск  $P_s = 2,8 \cdot P = 2,8 \cdot 20,0 = 56,0$  МПа, визначається за формулою [51]:

$$S_p = \frac{P_s \cdot R_s}{2 \cdot \sigma_B \cdot \varphi_p - 0,5 \cdot P_s}, \quad (3.2)$$

де  $R_s = 0,5 \cdot D = 0,5 \cdot 205,0 = 102,5$  мм.

Для днищ із ввареною горловиною  $\varphi_p = 0,9$ ;  $C = 0,35$  мм. Отже,

$$S_{1p} = \frac{56,0 \cdot 102,5}{2 \cdot 1100 \cdot 0,9 - 0,5 \cdot 56} = 2,94 \text{ мм},$$

$$S_p \geq 2,94 + 0,35 = 3,29 \text{ мм},$$

$$S_1 \geq S_{1p} + C = 2,94 + 0,35 = 3,08 \text{ мм}.$$

Для днищ без горловини  $\varphi_p = 1,0$ ;  $C = 0,85$  мм. Таким чином,

$$S_{1p} = \frac{56,0 \cdot 102,5}{2 \cdot 1100 - 0,5 \cdot 56,0} = 2,64 \text{ мм},$$

$$S_2 \geq S_{2p} + C = 2,64 + 0,85 = 3,49 \text{ мм}.$$

Приймаємо виконавчу товщину стінки днищ  $S = 3,5$  мм.

### **Розрахунок на міцність комбінованої структури стінки балону**

Напружений стан в металопластиковому балоні, в якому циліндрична частина металевго корпусу підсилена композиційним матеріалом, сформованим кільцевою намоткою стрічки ровінгу із попереднім натягом, розрізняється двома станами.

Перший стан характеризується початковими напруженнями, які виникають у композиційній оболонці та металевому корпусі в результаті намотки стрічки склоровінгу з попереднім напруженням ( $\sigma_{np}$ ).

Другий стан виникає після прикладання до балону з початковими напруженнями в композиційній оболонці та металевому корпусі навантажень внутрішнім тиском.

Шляхом розрахунків необхідно визначити товщину композиційної оболонки та величину попереднього натягу технологічної стрічки склоровінгу для забезпечення необхідного запасу міцності при руйнуванні металу та композиційного матеріалу.

Рівняння рівноваги при дії внутрішнього тиску ( $P$ ) в осьовому та кільцевому напрямках для комбінованої конструкції мають вигляд [177]

$$\sigma_{\alpha}^0 = \frac{P \cdot R}{2 \cdot h_{0p}},$$

$$\sigma_{\beta}^0 \cdot h_{0p} + \sigma_1 \cdot h_{1p} = P \cdot R, \quad (3.3)$$

де  $\sigma_{\alpha}^0$ ,  $\sigma_{\beta}^0$  – напруження в осьовому та кільцевому напрямках металевого корпусу,

$\sigma_1$  – кільцеві напруження вздовж волокон склопластикової оболонки;

$h_{1p}$  – розрахункова товщина стінки склопластикової оболонки.

Для визначення трьох величин ( $\sigma_{\alpha}^0$ ,  $\sigma_{\beta}^0$ ,  $\sigma_1$ ) двох рівнянь 3.3 недостатньо, тому необхідно скласти третє рівняння – умову сумісності деформацій склопластику та металу.

При зростанні тиску в металі корпусу виникають пластичні деформації, а в склопластику пластичні деформації відсутні, тому в процесі деформування  $\sigma_{\alpha}^0 / \sigma_{\beta}^0 \neq \text{const}$ . У такому випадку для рішення пружно-пластичної задачі використовується теорія пластичної плинності [24].

Умова сумісності деформацій металевій та склопластиковій оболонкам у кільцевому напрямку має вигляд [177]:

$$d\sigma_1 / E_1 = \frac{1}{E} \cdot (d\sigma_{\alpha}^0 - \mu \cdot d\sigma_{\beta}^0) + \frac{d\sigma_i}{\sigma_i} \cdot (1/E_k - 1/E) \cdot (\sigma_{\beta}^0 - 0,5 \cdot \sigma_{\alpha}^0), \quad (3.4)$$

а в осьовому напрямку умова виконується автоматично. В умові 3.4  $\sigma_i$  – інтенсивність напружень,  $E_k$  – дотичний модуль металу. Для плоского напруженого стану ( $\sigma_i$ ) визначається за формулою [177]:

$$\sigma_i^2 = (\sigma_{\alpha}^0)^2 - \sigma_{\alpha}^0 \cdot \sigma_{\beta}^0 + (\sigma_{\beta}^0)^2,$$

яка після виключення  $\sigma_{\alpha}^0$ ,  $\sigma_{\beta}^0$  за допомогою рівнянь рівноваги набуває вигляду:

$$\sigma_i^2 = \frac{3}{4} \left( \frac{P \cdot R}{h_0} \right)^2 - \frac{3 \cdot P \cdot R}{2 \cdot h_0^2} \cdot \sigma_1 \cdot h_1 + \left( \frac{\sigma_1 \cdot h_1}{h_1} \right)^2. \quad (3.5)$$

Дотичний модуль  $E_k = (d\sigma_i) / (d\varepsilon_i)$  визначається за діаграмою ( $\sigma_i - \varepsilon_i$ ) отриманою при випробуванні на розтяг плоского зразку металу ( $\varepsilon_i$  – інтенсивність деформацій).

Криву залежності деформацій від напружень  $(\sigma_i - \varepsilon_i)$  моделюємо виразом:

$$\varepsilon_i = \frac{\sigma_i}{E} + 0,002 \cdot \left( \frac{\sigma_i}{\sigma_t} \right)^a, \quad (3.6)$$

$$a = \frac{\ln \left( 500 \cdot \left( \varepsilon_b - \frac{\sigma_b}{E} \right) \right)}{\ln \left( \frac{\sigma_b}{\sigma_t} \right)},$$

де  $\varepsilon_b$  – деформація руйнування металу.

Із рівняння 3.6 визначається  $E_k$ :

$$E_k = \frac{d\sigma_i}{d\varepsilon_i} = \frac{1}{\frac{1}{E} + 0,002 \cdot \frac{1}{\sigma_t} \cdot \left( \frac{\sigma_i}{\sigma_t} \right)^{a-1}}. \quad (3.7)$$

Після виключення  $\sigma_\alpha^0$  та  $\sigma_\beta^0$  із умови сумісності деформацій 3.4 за допомогою рівнянь 3.3, та  $d\sigma_i$  за допомогою 3.5 отримуємо розрахункове рівняння:

$$\frac{d\sigma_1}{dp} = \frac{(2-\mu) \cdot \sigma_i^2 + \frac{3}{2} \cdot \left( \frac{pR}{h_p} - \frac{h_1}{h_p} \cdot \sigma_1 \right) \times}{\frac{\sigma_i^2}{E_1 \cdot h_p} \cdot (E \cdot h_p + E_1 \cdot h_1) + \frac{h_1}{h_p} \times} \quad (3.8)$$

$$\times \left( \frac{3 \cdot p \cdot R}{4 \cdot h_p} - \frac{h_1}{h_p} \cdot \sigma_1 \right) \cdot \left( \frac{E}{E_k} - 1 \right) \cdot \frac{R}{2 \cdot h_p},$$

$$\times \left( \frac{3 \cdot p \cdot R}{4 \cdot h_p} - \frac{h_1}{h_p} \cdot \sigma_1 \right) \cdot \left( \frac{E}{E_k} - 1 \right)$$

Диференціальне рівняння 3.8 інтегрується численно методом Рунге-Кутта із початковою умовою при  $P = 0$ :

$$\sigma_1 = \sigma_{10}. \quad (3.9)$$

Величина  $\sigma_i$  визначається із виразу 3.5.

Початкові напруження в циліндричній частині корпусу, створені попереднім натягом ровінгу при намотуванні визначаються із рівнянь 3.3 при  $P = 0$ :

$$\sigma_{\alpha}^0 = 0; \quad \sigma_{\beta}^0 = -\sigma_{10} \cdot \frac{h_1}{h_p}. \quad (3.10)$$

Початкове напруження  $\sigma_{10}$  в напрямку осі волокон композиційного матеріалу визначають за формулою [9]:

$$\sigma_{10} = k \cdot \sigma_{np}, \quad (3.11)$$

де  $\sigma_{np}$  – напруження в технологічній стрічці в ході намотування;

$$k = \frac{1}{\sqrt{1 + E_1 \cdot h_{1p} / E \cdot h_{0p}}} \text{ — коефіцієнт ослаблення напружень у техно-}$$

нологічній стрічці після укладання її на металевий корпус.

Напруження ( $\sigma_{np}$ ) розраховують за формулою:

$$\sigma_{np} = \frac{T_0 \cdot \gamma \cdot H_0 \cdot 10^3}{M}, \quad (3.12)$$

де  $T_0 = 100$  Н – зусилля натягу при намотуванні з двох бобін;

$H_0 = 0,8$  – об'ємний критерій компоновки.

$$\sigma_{np} = \frac{100,0 \cdot 2,56 \cdot 0,8 \cdot 10^3}{1680} = 121,9 \text{ МПа.}$$

Після розрахунку значення  $\sigma_1$  та  $\sigma_2$  обчислюємо  $\sigma_{\alpha}$  та  $\sigma_{\beta}$  із рівнянь рівноваги 3.3:

$$\sigma_{\alpha} = \frac{P \cdot R}{2 \cdot h_0},$$

$$\sigma_{\beta} = \frac{P \cdot R}{h_0} - \frac{\sigma_1 \cdot h_1}{h_0} \quad (3.13)$$

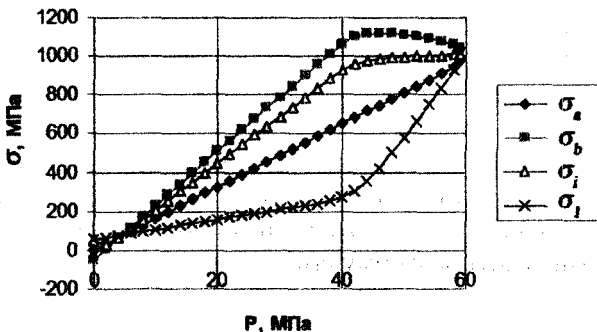
Результати розрахунків подані в табл. 3.8. На основі результатів розрахунків можна зробити висновок, що до досягнення величини  $h_{1p} = 2,8$  мм руйнування циліндричної частини балону відбувається в результаті досягнення граничної міцності склопластику. Після досягнення величини  $h_{1p} = 2,8$  мм руйнування циліндричної частини балону відбувається в результаті досягнення граничної міцності металу.

**Залежність величини руйнівного тиску ( $P$ ) циліндричної частини балону, напружень ( $\sigma_a, \sigma_b, \sigma_i$ ) в металевому корпусі та напруження ( $\sigma_1$ ) в склопластиковій оболонці від товщини стінки склопластикової оболонки  $h_{1p}$ .**

$h_{1p}, \text{мм}$	$P, \text{МПа}$	$\sigma_a, \text{МПа}$	$\sigma_b, \text{МПа}$	$\sigma_i, \text{МПа}$	$\sigma_1, \text{МПа}$
0	38,54	627,0	1254,0	1086	1000
0,2	39,97	650,3	1231	1066	1000
0,4	41,53	675,7	1212	1052	1100
0,6	43,18	702,6	1196,0	1041	1100
0,8	44,89	730,4	1181	1033	1100
1,0	46,63	758,7	1168	1027	1100
1,2	48,38	787,2	1155	1022	1100
1,4	50,13	815,5	1142	1019	1100
1,6	51,86	843,7	1129	1017	1100
1,8	53,57	871,6	1115	1015	1100
2,0	56,26	899,0	1100	1014	1100
2,2	56,92	926,0	1084	1014	1100
2,4	58,54	952,5	1067	1015	1100
2,6	60,14	978,4	1049	1100	1100
2,8	61,46	1000,0	1032	1016	1089

Виконавчу товщину склопластикової оболонки, з урахуванням прибавки на мінусовий допуск, приймаємо  $h_1 = h_{1p} + 0,2 = 3,0 \text{ мм}$ .

На рис. 3.10 наведені результати розрахунків напруженого стану циліндричної частини балону при розрахункових товщинах  $h_{0p} = 3,15 \text{ мм}$  та  $h_{1p} = 2,8 \text{ мм}$  залежно від тиску в балоні.



**Рисунок 3.10 – Залежність напружень у металевому корпусі та композиційній оболонці від величини тиску**



Із графіків випливає, що при досягненні руйнівного тиску 58,0 МПа вичерпуються міцності параметри склопластику та металу одночасно, тобто комбінована конструкція рівномічна.

### 3.4.2 Розрахунок балону на циклічну довговічність

Допустиме число циклів навантажень  $[N]$  визначають за формулою [53]:

$$[N] = \frac{1}{n_N} \cdot \left[ \frac{A}{\sigma_A^* - \frac{B}{n_\sigma}} \cdot \frac{2300 - t}{2300} \right]^2, \quad (3.14)$$

де  $A = 0,6 \cdot 105$  МПа – характеристика матеріалу;

$B = (0,66 \sigma_B - 0,43 \sigma_T)$  МПа – характеристика матеріалу.

Амплітуда напружень ( $\sigma_A^*$ ) для плоского напруженого стану визначається за теорією тонкостінних оболонок при лінійному розподілі напружень по товщині стінки [53]:

$$\sigma_A^* = \frac{K_\sigma}{2} \cdot \sqrt{(\Delta\sigma_\alpha)^2 - \Delta\sigma_\alpha \cdot \Delta\sigma_\beta + (\Delta\sigma_\beta)^2}, \quad (3.15)$$

Значення ефективного коефіцієнта концентрації напружень ( $K_\sigma$ ) визначають за формулою [53]:

$$K_\sigma = \frac{\rho \cdot \xi}{\varphi}. \quad (3.16)$$

Величини коефіцієнтів міцності зварного шва ( $\varphi$ ,  $\rho$ , та  $\xi$ ) визначають згідно з [51].

Розмах коливання осьових та кільцевих напружень ( $\Delta\sigma_\alpha$  та  $\Delta\sigma_\beta$ ) визначаються як різниці напружень при максимальному та мінімальному навантаженнях, що входять у цикл [53].

Напруження в циліндричній частині корпусу при циклічних навантаженнях знаходяться в межах пружності металу тому розмах коливань визначають за формулами:

$$\Delta\sigma_\alpha^0 = \frac{\Delta P \cdot R}{2 \cdot h_p}; \quad (3.17)$$

$$\Delta\sigma_{\beta}^0 = \frac{\Delta P \cdot R}{2 \cdot h_p} \cdot \frac{2 \cdot E_0 \cdot h_p + \mu \cdot E_1 \cdot h_{1p}}{E_0 \cdot h_p + E_1 \cdot h_{1p}}, \quad (3.18)$$

де  $R = 0,5 \cdot (D + h_p)$  – радіус кривизни серединної поверхні корпусу.

Розмах напруження  $\Delta\sigma$  в напівсферичних днищах визначають за формулою

$$\Delta\sigma = \frac{\Delta P \cdot R_s}{2 \cdot S_p \cdot \varphi_p}. \quad (3.19)$$

### Розрахунок допустимого числа циклів навантажень циліндричної частини балону

Розрахункові товщини стінок металевої оболонки  $h_{0p} = 3,15$  мм та склопластикової оболонки  $h_{1p} = 2,8$  мм визначені при розрахунку на міцність при статичних навантаженнях. Розмах напружень  $\Delta\sigma_{\alpha}^0$  та  $\Delta\sigma_{\beta}^0$  при  $P_{min} = 2,2$  МПа та  $P_{max} = 22,0$  МПа визначають за формулами 3.18 та 3.19

$$\Delta\sigma_{\alpha}^0 = \frac{2 \cdot \Delta P \cdot R}{2 \cdot h_p};$$

$$\Delta\sigma_{\beta}^0 = \frac{\Delta P \cdot R}{2 \cdot h_p} \cdot \frac{2 \cdot E_0 \cdot h_p + \mu \cdot E_1 \cdot h_{1p}}{E_0 \cdot h_p + \mu \cdot E_1 \cdot h_{1p}}.$$

Коефіцієнт ( $K_{\sigma}$ ) визначають за формулою 3.16. Для циліндричної обичайки з поздовжнім швом коефіцієнт міцності зварного шва  $\varphi = 0,9$ ;  $\rho = 1,1$  для необроблених швів –  $\xi = 1,0$ .

$$K_{\sigma} = \frac{1,1 \cdot 1,0}{0,9} = 1,22.$$

Амплітуду напружень ( $\sigma_A^*$ ) визначають за формулою 3.15. За формулою 3.14 підраховують допустиме число циклів  $[N]$ . Перевіряють умови міцності [53]:

$$U = \frac{N}{[N]} \leq 1. \quad (3.20)$$

Із результатів розрахунків випливає, що при розрахунковій товщині стінки металевої оболонки  $h_{0p} = 3,15$  мм та розрахунковій товщині склопластикової оболонки  $h_{1p} = 2,8$  мм:

$$U = \frac{6000}{6018} = 0,997 \leq 1.$$

Умову міцності 3.10 циліндричної частині балону, підсиленого склопластиком при циклічних навантаженнях за 15 років виконано.

### Розрахунок допустимого числа циклів навантажень напівсферичних днищ

Розрахункова товщина стінки напівсферичних днищ  $S_p = 2,64$  мм визначена при розрахунку на міцність.

Амплітуду напружень визначають за формулою [53]:

$$\sigma_A^* = \frac{K_\sigma \cdot \Delta\sigma}{2}. \quad (3.21)$$

Значення ефективного коефіцієнта напружень ( $K_\sigma$ ) визначають за формулою 3.3.

Для днища із горловиною  $\varphi = 0,9$ ;  $\rho = 1,1$ ;  $\xi = 1,0$ :

$$K_\sigma = \frac{1,1 \cdot 1,0}{0,9} = 1,22.$$

Для днища без горловини  $\varphi = 1,0$ ;  $\rho = 1,0$ ;  $\xi = 1,0$ :

$$K_\sigma = \frac{1,0 \cdot 1,0}{1,0} = 1,0.$$

Для днища з горловиною  $C = 0,35$  мм:

$$\Delta\sigma = \frac{20,0 \cdot (102,5 + 0,5 \cdot (3,5 - 0,35))}{2 \cdot (3,5 - 0,35) \cdot 0,9} = 367,1 \text{ МПа}$$

Для днища без горловини  $C = 0,95$  мм:

$$\Delta\sigma = \frac{20,0 \cdot (102,5 + 0,5 \cdot (3,5 - 0,95))}{2 \cdot (3,5 - 0,95)} = 411,96 \text{ МПа}$$

Амплітуда напружень:

— для днища з горловиною:

$$\sigma_A^* = \frac{1,22 \cdot 367,1}{2} = 223,93 \text{ МПа};$$

— для днища без горловини:

$$\sigma_A^* = \frac{1,0 \cdot 411,96}{2} = 206,0 \text{ МПа.}$$

Розрахунок проводимо за величиною максимальної амплітуди  $\sigma_A^* = 223,93 \text{ МПа}$ .

Допустиме число циклів навантажень визначають за формулою 3.14:

$$[N] = \frac{1}{10} \cdot \left[ \frac{0,45 \cdot 10^5}{223,93 - \frac{0,66 \cdot 1100 - 0,43 \cdot 1000}{2,6}} \cdot \frac{2300 - 60}{2300} \right] = 15873 \text{ циклів.}$$

Перевіряємо умову міцності 3.19 напівсферичних днищ за 15 років експлуатації балону:

$$U \frac{N}{[N]} = \frac{6000}{15873} = 0,38 \leq 1.$$

Умову міцності 3.10 при циклічних навантаженнях напівсферичних днищ за 15 років виконано.

У результаті проведених розрахунків елементів балону (циліндричної частини та напівсферичних днищ) встановлено, що умови міцності при циклічних навантаженнях металопластикового балону на встановлений термін експлуатації 15 років виконано.

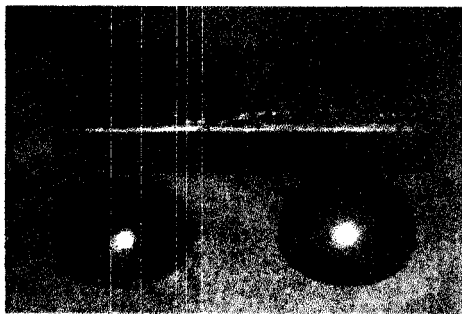
### 3.5 Виготовлення дослідних зразків комбінованих балонів

Елементи корпусів виготовляли із листових високоміцних сталей 30ХГСА та 25ХСНМФА вальцюванням циліндричної обичайки, штампуванням напівсферичних днищ. Елементи корпусу представлені на рис. 3.11.

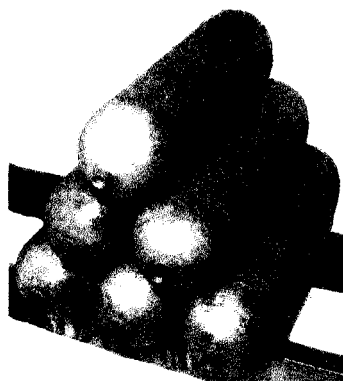
Елементи корпусів з'єднували зварюванням циліндричної обичайки поздовжнім швом, а напівсферичні днища приварювали до обичайки кільцевими швами. В одне із днищ вварювали горловину з різьбою W27,8 під вентиль. Метал корпусу із сталі 30ХГСА загартовували на міцність 950 МПа, а сталі 25ХСНМФА – 1150 МПа.

Дослідну партію корпусів (рис. 3.12) товщиною 3,5 мм виготовляли із сталі 30ХГСА зовнішнім діаметром 212 мм, а із сталі

25ХСНМФА – зовнішнім діаметром 236 мм, що забезпечувало розрахунковий запас міцності циліндричної частини на рівні близько 1,6, а напівсферичних днищ – 3,2.



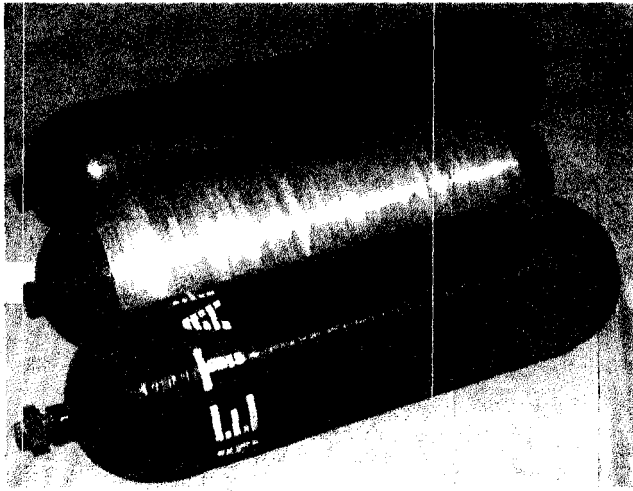
**Рисунок 3.11 – Елементи корпусу експериментального балону**



**Рисунок 3.12 – Дослідні зразки зварних корпусів**

Це дозволяє не покривати напівсферичні днища композиційним матеріалом, тому що їх запас міцності більший від встановлених вимогами –  $K = 2,6$ , а підсилювати тільки циліндричну частину балону, що забезпечує зниження маси балону і одночасно зменшує його трудомісткість виготовлення. Для досягнення рівномірного запасу міцності готового балону використовувалось підсилення циліндричної частини корпусів однонаправленим кільцевим композиційним матеріалом на основі ровінгу ЕС10 1618-У10(168) та зв'язуючої КДА-ХІ. Відпрацьовані технологічні режими на дослідних кільцевих зразках дозволили довести міцність композиційного матеріалу в кільцевому напрямку до 950 МПа, тобто забезпечити його рівномірність зі сталлю.

Для проведення повного комплексу досліджень працездатності та довговічності металопластикових балонів в умовах багаторазових навантажень при заправках у ході експлуатації та можливих екстремальних ситуацій була виготовлена дослідна партія балонів (рис. 3.13).



**Рисунок 3.13 – Дослідні зразки зварних металопластикових балонів, підсилені композиційним матеріалом**

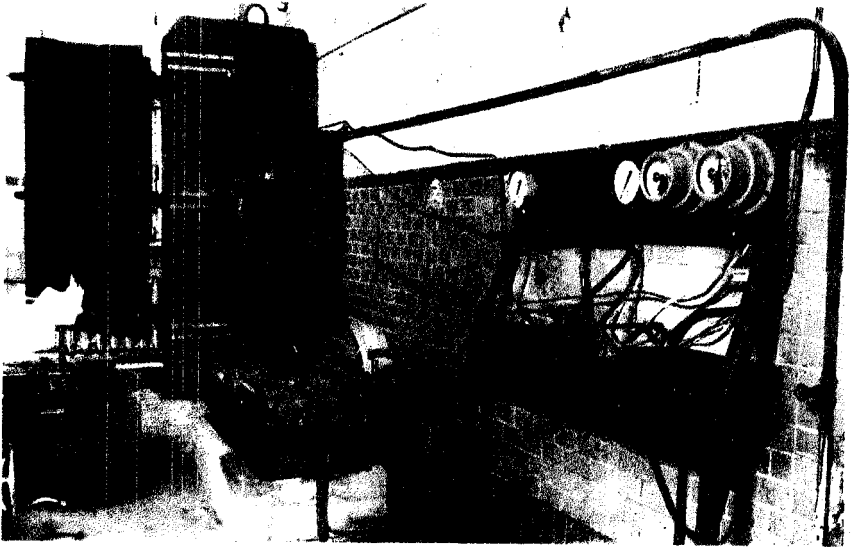
### **3.6 Експериментальні дослідження працездатності та довговічності зварних балонів, підсилені композиційними матеріалами**

Для підтвердження закладених технічних рішень та результатів розрахунків проведено повний комплекс досліджень працездатності та довговічності комбінованих балонів в умовах багаторазових навантажень при заправках у ході експлуатації та при можливих екстремальних ситуаціях.

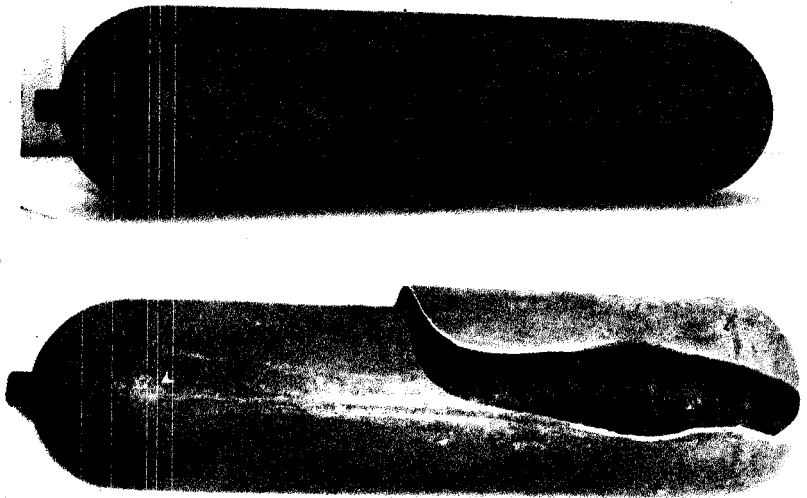
Зразки металопластикових балонів пройшли повний обсяг лабораторних та полігонних випробувань з урахуванням вимог вітчизняних та зарубіжних стандартів до виробів такого типу.

Величина фактичного коефіцієнта запасу міцності балонів, визначалась під час випробувань з плавним підвищенням внутрішнього гідравлічного тиску до зруйнування на установці для гідравлічних випробувань (рис. 3.14).

Для встановлення запасу міцності сталевого корпусу балона, були проведені їх випробування без підсилення композитом. Корпуси руйнувалися в'язко без утворення осколків, причому наявність зварних швів не вплинула на характер та місце руйнування (рис. 3.15).



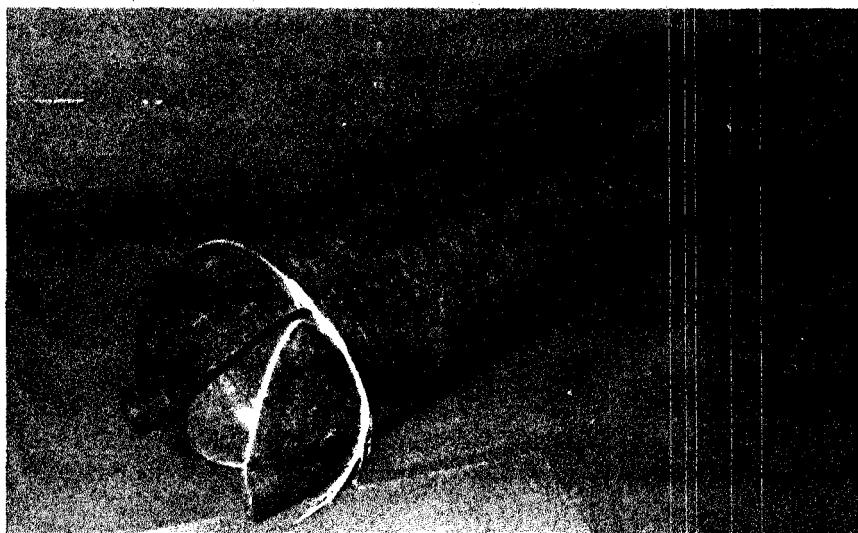
**Рисунок 3.14 – Установка для гідравлічних випробувань**



**Рисунок 3.15 – Характер типових руйнувань корпусів балонів**

Руйнування балонів із сталевим корпусом відбувалось за тиску від 31,0 до 32,0 МПа. Це підтвердило правильність вибраних режимів термообробки металу, а також розрахунку величини товщини сталевого корпусу.

При підсиленні балонів композиційним матеріалом товщиною 3,5 мм, вони руйнувалися в інтервалі тисків від 58,0 до 61,0 МПа, що задовольняє поставлені вимоги та підтверджує результати теоретичних розрахунків. Характер руйнування наведено на рис. 3.16.



**Рисунок 3.16 – Характер зруйнування металопластикових балонів після гідравлічних випробувань для встановлення коефіцієнта запасу міцності**

В умовах малоциклових навантажень вимоги до зварних з'єднань зростають, тому в ході відпрацювання технології зварювання та режимів термічної обробки для визначення довговічності зварних корпусів були проведені їх випробування в режимі циклічних навантажень внутрішнім гідравлічним тиском, що змінювався в декількох діапазонах (2,0-5,0; 2,0-8,0 та 2,0-15,0 МПа) з частотою не більш 10 циклів/хв. Випробування здійснювалися до розгерметизації корпусу. Після досягнення оптимальних параметрів зварювання та термообробки було отримано такі результати випробувань:

— при циклюванні в діапазоні 2,0-5,0 МПа корпусів зі сталі 30ХГСА – 30863 циклів;



— при циклюванні в діапазоні 2,0-8,0 МПа корпусів зі сталі 30ХГСА (з механічною обробкою зварних швів за методом віброчеканки) – 50266 циклів;

— при циклюванні в діапазоні 2,0-8,0 МПа корпусів зі сталі 30ХГСА – 50049 циклів;

— при циклюванні в діапазоні 2,0-15,0 МПа корпусів зі сталі 25ХСНМФА – 25846 циклів.

У ході випробувань розгерметизація зварних корпусів виникала в вигляді мікротріщин у біляшовній зоні термічного впливу на відстані 3-7 мм від межі сплавлення, що розкривались під дією тиску та спричиняли витікання робочої рідини.

Для визначення можливого ресурсу експлуатації балонів були проведені їх випробування в режимі циклічних навантажень внутрішнім гідравлічним тиском, що змінювався в діапазонах 2,0-20,0 МПа та 2,0-22,0 МПа з частотою не більш 10 циклів/хв. Випробування здійснювалися до розгерметизації балону. Були отримані такі результати випробувань:

— при циклюванні в діапазоні 2,0-20,0 МПа балонів, що мали зварний корпус зі сталі 25ХСНМФА – 25386 циклів;

— при циклюванні в діапазоні 2,0-22,0 МПа балонів, що мали зварний корпус зі сталі 30ХГСА – 23403 циклів.

У режимі циклічних навантажень розгерметизація балонів відбувалася у вигляді крапельного протікання, яке припинялося при зниженні тиску до значення 5,0-15 МПа.

Залишковий коефіцієнт запасу міцності після проходження 15000 циклів навантаження визначався статичним навантаженням балону до зруйнування та становив 2,75 (тиск зруйнування 55,5 МПа).

При цьому встановлено, що балони втрачають герметичність після досягнення не менше 15000 циклів навантажень. А це дає право експлуатувати їх протягом 15 років. Таким чином, доведено, що зварні балони, в разі підсилення композиційним матеріалом, достатньо довговічні.

Комбіновані балони також є досить безпечними при динамічному навантаженні. Простріл балонів, наповнених метаном до 19,6 МПа, бронебійними кулями калібру 7,62, або кумулятивними зарядами УКЗ-10 призводить до пошкодження тільки однієї стінки, утворюючи отвір з рівними краями, на відміну від суцільнометалевих балонів, що руйнуються повністю. При цьому газ виходить через отвір, не загоряючись і не вибухаючи.

У вогні балони, з газом під тиском 5 МПа, розташовані горизонтально над поверхнею дизельного пального, за 30 хв нагріваються до 600-650 °С. При цьому тиск в них підвищується до 18 МПа, що не викликає руйнування балонів. У балонах з початковим тиском газу 19,6 МПа, які розташовувались вертикально у вогні, в таких умовах тиск зростає до 55 МПа. При цьому металопластиковий балон руйнується не раніше ніж через 12 хв, розділяючись на дві частини без осколків, у той час, як суцільнометалеві балони руйнуються через 20 хв, але з утворенням осколків.

Характер руйнування балонів з початковим тиском газу 19,6 МПа, які розташовувались вертикально у вогні, наведено на рис. 3.17.



**Рисунок 3.17 – Характер руйнування балонів з початковим тиском газу 19,6 МПа, які розташовувались вертикально у вогні**

Відповідно до вимог техніки безпеки на транспорті для виключення таких екстремальних ситуацій, коли балони будь-якої конс-

трукції можуть руйнуватись під час загоряння автомобіля, їх обладнують запобіжниками, які спрацьовують при тиску 30 МПа. Для перевірки цього проводили вогневі випробування автомобіля з встановленими на ньому балонами, що були заправлені газом під тиском 19,6 МПа.

Проведені кліматичні випробування балонів в інтервалі граничних температур від мінус 40 до плюс 60 °С не вплинули на їх міцність та довговічність. Кидання балону на бетонну підлогу з висоти 1,8 м також не вплинуло на їх міцність.

Проведені випробування підтвердили надійність та безпечність розробленої конструкції балона.

Відповідність вимогам вітчизняних і світових стандартів до зварних конструкцій балонів високого тиску досягнуто на основі розроблення прогресивної технології зварювання з використанням спеціальних активуючих флюсів, режимів термічної та механічної обробки, що забезпечили рівномірність зварних з'єднань і основного металу, а довговічність – завдяки підсиленню зварних корпусів композиційними матеріалами. За рахунок комплексу нових розроблень досягнуто підвищення працездатності балонів більше ніж у 20 разів та зменшення їх ваги в 2-3 рази. Балон має стабільний показник маси  $M/V = 0,65 \text{ кг/дм}^3$ .

Виконані дослідження дозволяють екстраполювати їх результати на широкий асортимент балонів різних геометричних розмірів через зміну їх діаметрів, довжин і товщини стінки без заміни основного технологічного обладнання. При цьому можна використовувати існуючі обладнання і матеріали, якими забезпечена промисловість України, а в подальшому розширити виробництво з випуском до кількох мільйонів балонів на рік, що дозволить створити сотні тисяч робочих місць у металургійній, хімічній та машинобудівній галузях промисловості та забезпечити надійність і безпеку при транспортуванні та використанні стиснутого природного газу.

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

1. Створено конструкцію і технологію виготовлення легких та надійних в експлуатації зварних балонів, в яких для зменшення маси використані високоміцні сталі та композиційні матеріали вітчизняного виробництва.

2. Розроблена технологія виготовлення композиційної оболонки дозволяє отримати комбіновану конструкцію із службовими параметрами, що задовольняють вимоги вітчизняних і світових стандартів.

3. Доведено, що довговічність створеної конструкції метало-пластикових балонів складає не менше 25 років, що відповідає термінам експлуатації сучасних суден.

4. Встановлено, що підсилення зварного металевого корпусу композиційною оболонкою збільшує довговічність балонів більше як в 20 разів.

5. Досягнуті показники масової досконалості балонів  $M/V = 0,65 \text{ кг/дм}^3$  дозволяють збільшити об'єми вантажної системи газозовів та підвищити їх ефективність і безпеку як на суші, так і на морі.

6. Використання конструкції зварних балонів з металевим корпусом, підсилених високоміцним скловолоконним композитом на автотранспорті дало позитивний результат щодо їх надійності, довговічності та безпеки експлуатації.

## РОЗДІЛ 4. ОЦІНЮВАННЯ УМОВ ПОТЕНЦІЙНОГО РУЙНУВАННЯ ГАЗОПРОВІДІВ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

### 4.1 Аналіз можливих сценаріїв потенційного руйнування газопроводів тривалої експлуатації з дефектами

Відомо [84, 89, 127], що сталеві газопровідні труби умовно можна вважати напівкрихкими тілами. Залежно від температури, швидкості деформації, наявності концентраторів напружень труби можуть руйнуватися в'язко – після пружнопластичної деформації, крихко – шляхом відриву [8, 12, 38, 39, 161, 183, 184, 190, 226].

У зв'язку з цим, в основу методики оцінювання безпечної роботи та ризику руйнування газопроводів з дефектами покладено параметри механіки деформованого твердого тіла, а саме – характеристики, якими описується в'язке руйнування матеріалів, зокрема – величина руйнівного тиску та характеристики міцності металу трубопроводу, а також параметри механіки руйнування матеріалів, якими описується крихке руйнування – характеристики статичної тріщиностійкості експлуатованого металу трубопроводу. Враховуючи специфіку (рис. 4.1) виявлених у газопроводах дефектів [236, 228, 248, 272], дійшли до висновку, що руйнування труби можливе за двома сценаріями.

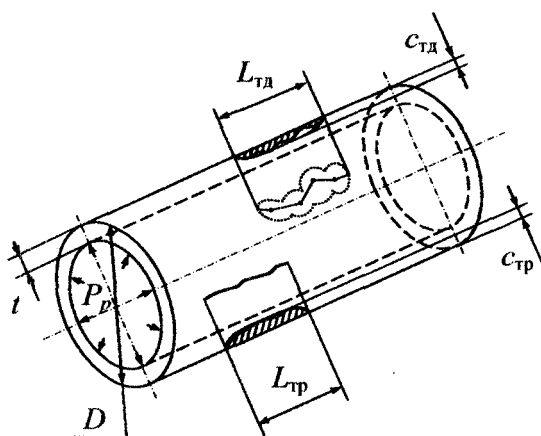


Рисунок 4.1 – Схематизація виявлених на зовнішній стороні газопровідної труби корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту та корозійно-втомної тріщини

Так, для корозійно-механічних, тривимірних тріщиноподібних дефектів (див. рис. 4.1), що характеризуються довжиною, глибиною та шириною, із плавними переходами по товщині, можливе пластичне руйнування за в'язким механізмом за повної відсутності крихкої складової руйнування [89, 127, 169, 230, 283]. До тріщиноподібних дефектів відносяться гострі тривимірні дефекти основного металу (риски, подряпини тощо) та дефекти зварного шва (підрізи, непровари, пори, шлакові включення) [79]. Для таких дефектів ширина дефекту  $2b$  є малою величиною і задовольняє нерівності:

$$\begin{cases} b \leq 0,25 \cdot t; \\ b \leq c. \end{cases} \quad (4.1)$$

де  $t$  – товщина стінки труби;

$c$  – глибина дефекту;

$b$  – півширина дефекту [79].

Другий сценарій руйнування газопровідної труби реалізується за домінуючого впливу крихкого механізму [89]. Корозійно-втомні тріщини характеризуються довжиною та глибиною [79], а також радіусом вершини тріщини [190]. Субкритичний розвиток таких тріщини у глибину стінки труби обумовлюється пульсацією – асиметричною зміною робочого тиску в процесі експлуатації, тобто впливом малоциклової втоми [89, 111] за умови автотермічності (розмір пластичної зони в напрямку розвитку тріщини є в 10...15 разів меншим порівняно з довжиною тріщини і відстанню її вершини від межі тіла) [162, 190]. Досягши критичних розмірів, такі тріщини можуть неконтрольовано поширюватися вздовж твірної труби за крихким механізмом (рис. 1.5) [89].

Зауважимо, що обидва випадки руйнування газопровідної труби негативно впливають на навколишнє середовище, завдають значних економічних та екологічних збитків та складають потенційну небезпеку для незахищених людей [48].

Стосовно в'язкого руйнування (рис. 4.2), то швидкість поширення тріщини у металі газопровідної труби є невисокою (до 60-250 м/с), оскільки тріщина розвивається шляхом зрізу [89]. При цьому протяжність тріщини у цьому випадку складає декілька метрів, хоча в практиці експлуатації газопроводів відомі випадки утворення тріщин великої протяжності при повністю в'язкому зламі [89, 127].



**Рисунок 4.2 – В'язке руйнування прямошовної газопровідної труби [93]**

Крихке руйнування (рис. 4.3) характеризується кристалічним зламом і виникає в інтервалі температур, нижчих від в'язко-крихкого переходу.



**Рисунок 4.3 – Крихке руйнування ділянки газопроводу із спіральшовних труб діаметром 1020 мм протяжністю 2,5 км при випробуванні газом [127]**

Переважно тріщина поширюється синусоїдально в осьовому напрямі труби шляхом сколу із швидкістю (біля 450 м/с), що перевищує швидкість декомпресії газу [89]. При лавинному руйнуванні газопроводу критична довжина початкової наскрізної тріщини для

трубопроводів великого діаметру і високого тиску складає 100-150 мм. Протяжність руйнування таких магістральних газопроводів може досягати сотень метрів [127], а в окремих випадках їхня протяжність понад два кілометри в Росії [41, 89, 127] і навіть 7 кілометрів у Канаді [93].

Отже, для оцінювання можливого виду руйнування газопровідної труби необхідно володіти інформацією про її напружено-деформований стан [117, 118, 122, 127, 162, 163], який узалежнений від умов експлуатації газопроводу ( $P_p$ ) та розмірів і орієнтації виявлених корозійно-механічних дефектів і напряму визначає параметри руйнування газопровідних труб ( $P_f, K_{IC}$ ).

#### **4.2 Оцінювання напружено-деформованого стану потенційно небезпечних ділянок газопроводів тензометричним методом**

Екологічна безпека при експлуатації газопроводів в умовах тривалого фізичного зношування обладнання на небезпечних промислових об'єктах зумовлює підвищення значення методів та засобів їх діагностики. Особливо це стосується відповідного великогабаритного обладнання, аварії з яким можуть призвести до людських жертв, забруднення навколишнього середовища та великих економічних витрат. У зв'язку з цим, дуже важливим завданням є визначення науково обґрунтованими методами технічного стану і можливості безпечної експлуатації відповідного обладнання, особливо за межами нормативного терміну експлуатації.

Сучасне визначення технічної діагностики як галузі науково-технічних знань, суттю якої є теорія, методи і засоби пошуку і визначення дефектів технічних об'єктів, охоплює методи і засоби неруйнівного контролю. Неруйнівний контроль є засобом експертизи безпеки експлуатації, тому достовірність оцінки технічного стану обладнання багато в чому визначається засобами неруйнівного контролю.

Незважаючи на досить широкий спектр засобів неруйнівного контролю і систем діагностики, що випускається сучасною промисловістю; велику кількість розроблених методів прогнозування ресурсу, проблема об'єктивного і надійного оцінювання технічного стану та прогнозування ресурсу небезпечних об'єктів виробництва



на сьогодні не вирішена. Для виконання розрахунків необхідною умовою є точне знання усіх режимів експлуатації або поточної діаграми навантаження.

Здійснення стандартних механічних випробувань на діючому обладнанні є неможливим, тому розрахунок напружено-деформованого стану для оцінювання довговічності чи залишкового ресурсу здійснюється за допомогою даних про властивості матеріалу в стані постачання, що не забезпечує необхідну точність. Суттєвим недоліком сучасних методологій з оцінки залишкового ресурсу обладнання є відсутність об'єктивних діагностичних параметрів і приладів контролю, які б дали змогу вчасно визначати зони з граничним станом металу.

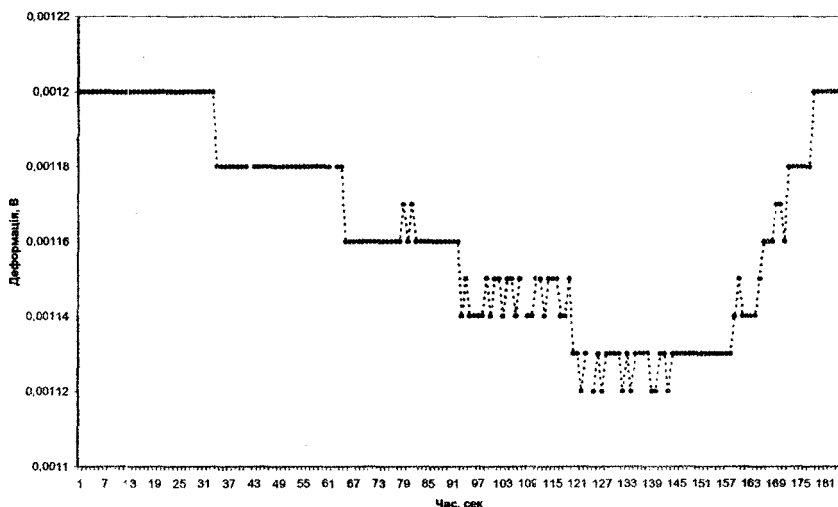
Для визначення ділянок обладнання, які найбільше підлягають впливу пошкоджень, необхідним є знання фактичного напружено-деформованого стану. Для вирішення цієї проблеми може бути використано тензометричний метод дослідження. Він дає змогу визначати напружено-деформований стан ділянок обладнання за визначеними зв'язками навантаження-деформація, а потім, використовуючи розрахункові засоби механіки руйнування, здійснити прогнозування ресурсу обладнання.

Проблема підвищення якості діагностування великогабаритного обладнання може бути вирішена за допомогою комплексного використання сучасних засобів діагностики, в тому числі тензометричних станцій.

Тому було розроблено пристрій [10], який призначений для синхронної реєстрації інформаційних сигналів від двадцяти тензорезисторів та, після закінчення циклу вимірювання, передачі результатів реєстрації на персональний комп'ютер через бездротовий Bluetooth інтерфейс (див. підрозділ 2.3).

Розроблене системне програмне забезпечення мікропроцесорного керування та схемна реалізація включення аналого-цифрового перетворювача (АЦЦ) забезпечує вимірювання напруги на виході тензомоста з точністю 10 мкВ у діапазоні  $\pm 0,9$  В, тобто забезпечується реалізація реального двополярного 18-бітного АЦП перетворення інформаційного сигналу сенсора деформації, а основна приведена похибка складає 0,001 % від верхньої границі вимірювання. Вказане підтверджують результати тестування одного з двадцяти каналів (рис. 4.5). Тестування виконувались шляхом реєстрації протягом 30 с сигналу з тензомоста за покровою зміни (0,5 кг) наван-

таження на консольно закріплену металеву балку, на поверхню якої попередньо було наклеєно один з тензорезисторів мостової схеми.



**Рисунок 4.5 – Результати випробувального тестування пристрою АЦП**

Викиди на окремих рівнях сигналу на виході тензомоста, зареєстровані розробленою вимірювальною системою, зумовлені перехідними процесами та вібрацією балки після прикладення навантаження і затухають за умови збільшення періоду реєстрації. Результати тестування інформаційно-вимірювальної системи свідчать про чутливість приладу на рівні  $10 \text{ мкВ}/0,25 \text{ кг}$  навантаження. Тоді максимальне значення навантаження за умови відсутності руйнування тензорезистора і роботи його в лінійному діапазоні складатиме 22,5 тис. кг.

Пристрій апробовано на скомплектованому на базі кафедри зварювання „Львівської політехніки” в міжгалузевій науково-дослідній лабораторії діагностики напруженого стану експериментальному устаткуванні, яке дає можливість у лабораторних умовах якісно моделювати напружений стан у зоні зварних багатощарових з’єднань трубопроводів [14, 15, 132, 184].

Стенди виготовлені у вигляді горизонтальних резервуарів (рис. 4.6 та рис. 4.7) із обичайок труб із зовнішнім діаметром 1020 мм, зварених між собою багатощаровими кільцевими швами і

приварених на торцях на півсферичних днищ. Геометричні розміри котушок наведені в табл. 4.1, а основні механічні характеристики їх матеріалів згідно з сертифікатами – в табл. 4.2. Режими зварювання неповоротних стиків котушок резервуара вимірювальних стендів вказані в табл. 4.3. Перевірка якості зварних з'єднань проводилась фізичними методами контролю за допомогою рентгеноскопії і ультразвукової дефектоскопії.

Таблиця 4.1

**Геометричні характеристики і марки сталі котушок**

№ котушки	Зовнішній діаметр, мм	Довжина котушки, мм	Товщина стінки, мм	Форма	Марка сталі
1	1020	250	22	Напівсферичне днище	09Г2С
2	1020	450	14	Циліндрична котушка	17Г1СУ
3	1020	800	10	Циліндрична котушка	13Г1С
4	1020	450	10	Циліндрична котушка	17Г1С
5	1020	400	10	Циліндрична котушка	17Г1С
6	1020	400	9,5	Циліндрична котушка	13Г1СУ
7	1020	850	14	Циліндрична котушка	17Г1С
8	1020	250	22	Напівсферичне днище	09Г2С

Таблиця 4.2

**Основні механічні характеристики матеріалу циліндричних котушок**

№ котушки	Марка сталі	Границя міцності ( $\sigma_B$ ), МПа	Границя плинності ( $\sigma_T$ ), МПа	Відносне видовження ( $\delta$ ), %	Ударна в'язкість основного металу (КСУ), Дж/см <sup>2</sup>
1; 8	09Г2С	510	355	22	29,4 (-70 °С)
2; 6	17Г1СУ	520	370	21,0	40 (-40 °С)
3	13Г1С	605	420	16,0	39 (-40 °С)
4; 5	17Г1С	560	390	25,0	24,8 (-40 °С)
7	13Г1СУ	584	434	37,0	14,0 (-60 °С)

Резервуари дослідних стендів заповнено водою і за допомогою насосної станції (рис. 4.8) в ньому створюється внутрішній тиск заданого рівня. Надлишковий тиск створювали за допомогою об'ємного насосного агрегату МП-150. Тиск у резервуарі контролювали зразковим манометром МО з класом точності 0,4. Зменшення тиску в резервуарі досягається за допомогою зворотного переливання води у накопичувальний бачок. Насосна станція дозволяє створювати внутрішній тиск у резервуарі до 15 МПа. При виготовленні резервуара використовували труби тривалого терміну експлуатації з різних марок поширених трубних сталей.

Таблиця 4.3

**Режими зварювання під час виконання неповоротних стиків котушок резервуара вимірювального стенду**

Проходи зварного шва	Зварювальний струм ( $I_{зв}$ ), А	Напруга на дузі ( $U_0$ ), В	Діаметр електроду ( $D_{ел}$ ), мм	Марка електроду УОНИ-13/55
Перший прохід (кореневий шов)	100	22	3	
Другий прохід (заповнюючий шов)	150	20	4	
Третій прохід (облицювальний шов)	150	20	4	

Комплект устаткування для визначення напружено-деформованого стану в металі дослідних резервуарів з використанням тензометрів показано на рис. 4.6 і рис. 4.7. Вимірювальний тракт складається з тензодавачів, комутуючих колодок, екранованих з'єднувальних кабелів, спроектованої та виготовленої двадцятисканальної тензостанції з блоком живлення та ноутбука з відповідним програмним забезпеченням.

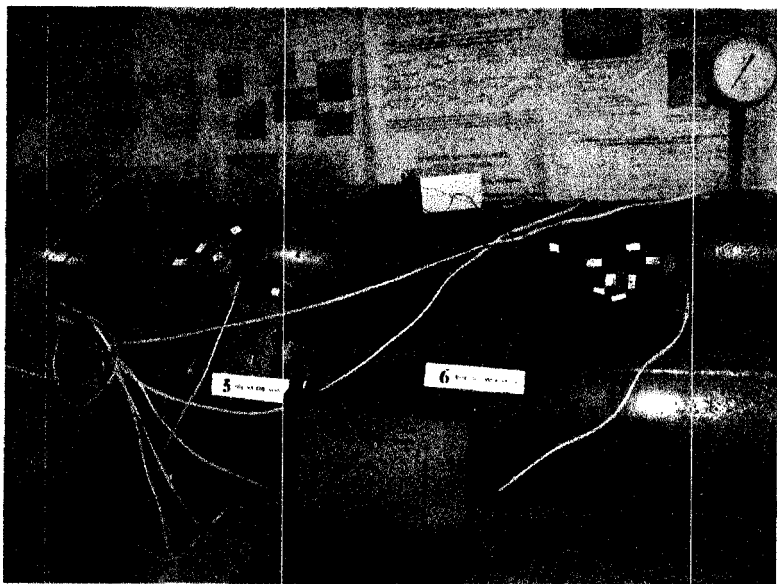
Напружений стан дослідного резервуару за допомогою тензорезисторів визначали у такій послідовності:

- 1) вибір типу тензорезисторів і перевірка його працездатності;
- 2) розмітка місця наклеювання та підготовка поверхні (очищення і знежирення);
- 3) наклеювання тензодавачів з використанням клею БФ-2 чи "Ціакрин" та перевірка якості приклеювання;

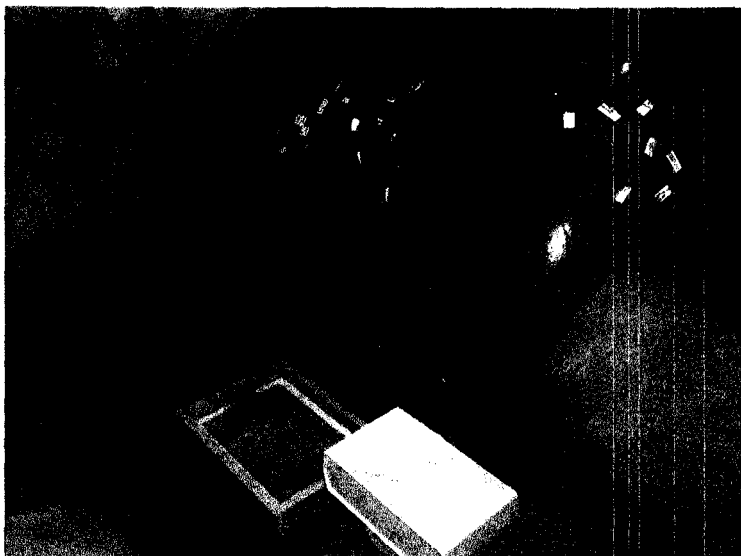
4) захист тензорезисторів від потрапляння вологи і тарування вимірювального тракту.

На різних відстанях, більших ніж 300 мм від зварних швів резервуара, наклеювали тензорезистори. Відтак за допомогою насосної станції (рис. 4.8) в резервуарах створювали внутрішній тиск різного рівня. Для кожного з цих рівнів за допомогою тензорезисторів вимірювали колові та осьові напруження в резервуарах.

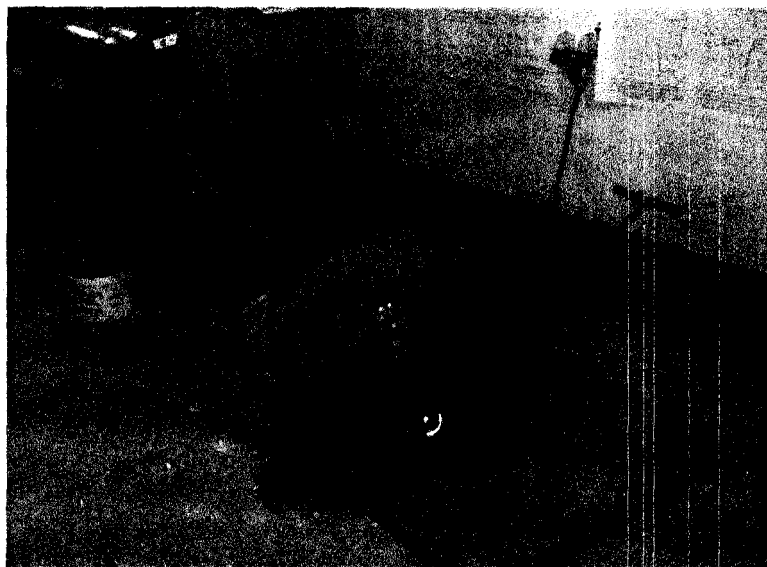
Експериментальне визначення напружень проводилося за внутрішнього тиску у резервуарі дослідної установки  $P = 5$  МПа і 5,5 МПа. В усіх дослідженнях кількість повторних вимірювань складала 8. Результати експериментальних вимірювань напружень подано на рисунку 4.9, а оброблені результати – на рисунку 4.10.



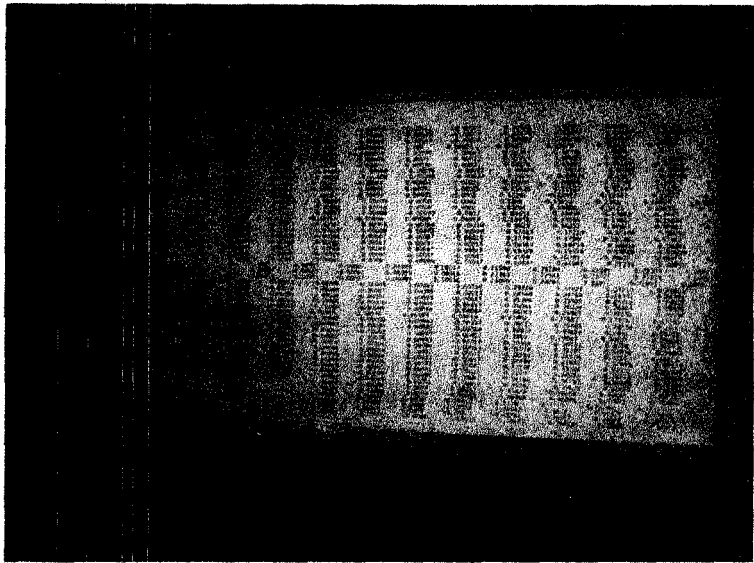
**Рисунок 4.6 – Дослідно-вимірювальний комплекс для експериментального визначення характеристик напружено-деформованого стану в зоні основного металу і кільцевих зварних з'єднань труб магістральних газопроводів**



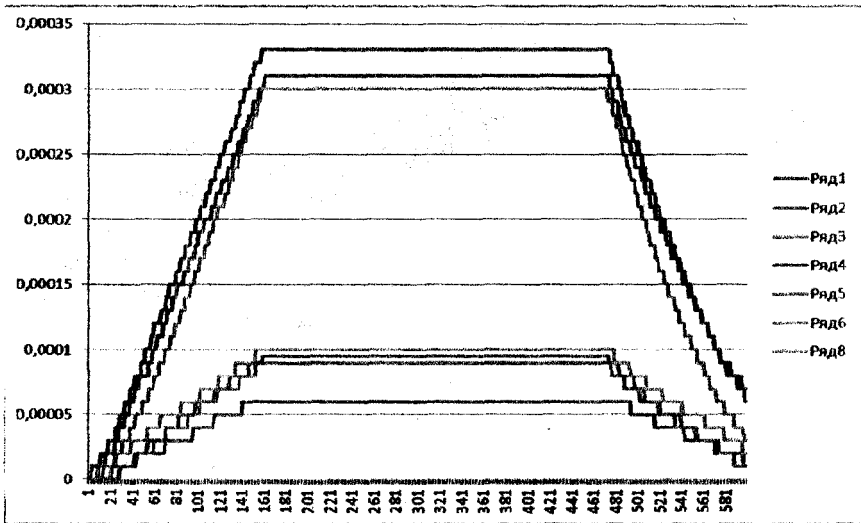
**Рисунок 4.7 – Комплектуючі апаратури для проведення вимірювань**



**Рисунок 4.8 – Насосна станція дослідницького стенду**



**Рисунок 4.9 – Результати експериментальних вимірювань напружень на моніторі персонального комп'ютера**



**Рисунок 4.10 – Результати експериментальних вимірювань напружень**

За отриманими значеннями напружень визначають характеристики напружено-деформованого стану в зоні основного металу і кільцевих зварних з'єднань труб магістральних газопроводів [127].

Таким чином, розроблений пристрій пройшов апробацію в лабораторних умовах. Аналіз експериментальних результатів засвідчив хорошу працездатність удосконалених засобів тензометрування та можливість їх використання для оцінювання напружено-деформованого стану відповідального великогабаритного обладнання.

Спроектовано, виготовлено та проведено апробацію нового двадцятиканального пристрою аналого-цифрового перетворювача для визначення напружено-деформованого стану потенційно аварійнонебезпечних ділянок великогабаритного обладнання, в першу чергу, газопроводів великих діаметрів.

### **4.3 Критерії та методика оцінювання потенційного ризику крихкого руйнування газопроводів з дефектами**

За наслідками відмови магістральних газопроводів спричинені крихким руйнуванням труби завдають значних збитків довкіллю, супроводжуються термічним впливом, загазованістю атмосфери, розповсюдженням ударної повітряної хвилі тощо [48]. Причому рівень збитків суттєво (напряму) залежить від розмірів (довжини, див. підрозділ 4.1) руйнування газопровідної труби.

У зв'язку з цим запропоновано методику оцінювання умов, за яких потенційно можливий ризик крихкого (лавинного) руйнування газопроводів з дефектами [121], яка з одного боку ґрунтується на даних про характеристики статичної та циклічної тріщиностійкості газопровідних сталей, а з іншого – на аналітичному розв'язку задачі про граничну рівновагу навантаженого внутрішнім тиском циліндричного трубчастого елемента, що містить наскрізну довільно орієнтовану тріщину.

Характеристики циклічної тріщиностійкості сталі 20 (табл. 4.4), тобто закономірності поширення корозійно-механічних тріщин визначали згідно з методикою [161, 209], використовуючи спеціальне експериментальне обладнання [56].



## Характеристики циклічної тріщиностійкості сталі 20

$n$	$C, \text{ м/цикл} \times (\text{МПа} \cdot \sqrt{\text{м}})^{-n}$	$K_{th}, \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}}$	$K_{fc}, \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}}$
2,98	8,00 10-12	14,5	70,0

Зауважимо, що наскрізна довільно орієнтована тріщина (рис. 4.11) в циліндричному трубчастому елементі, навантаженому внутрішнім тиском, досліджена в роботі [286].

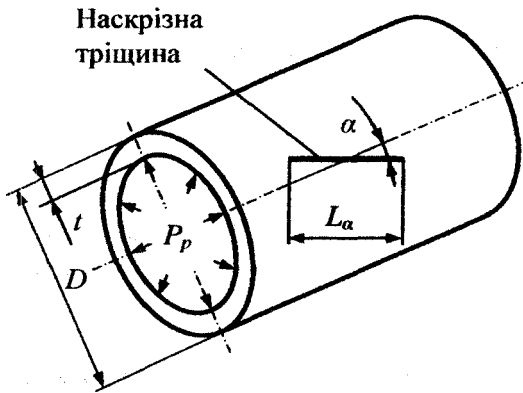


Рисунок 4.11 – Схематичне представлення довільно орієнтованої наскрізної тріщини у стінці газопровідної труби

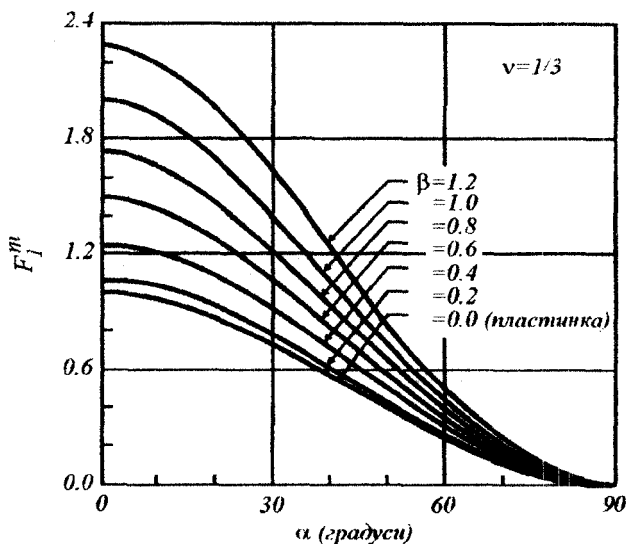
У випадку наскрізної довільно орієнтованої тріщини в трубчастому елементі оболонкового типу коефіцієнт інтенсивності напружень  $K_I^m$  розраховують за формулою:

$$K_I^m = F_1^m \frac{P_p \times D}{2t} \sqrt{\frac{L_\alpha}{2}}, \quad (4.2)$$

де

$$\beta = \left[ \frac{3}{4} (1 - \nu^2) \right]^{1/4} \frac{L_\alpha}{\sqrt{4D \cdot t}}, \quad (4.3)$$

та  $F_{m1} = F_{\beta(\alpha)}$  змінюються згідно з графічними залежностями, зображеними на рис 4.12.



**Рисунок 4.12 – Функція  $F_{m1(\alpha)}$  для циліндричної оболонки з довільно розміщеною тріщиною під дією внутрішнього тиску ( $\nu = 0,3$ ) [162, 286]**

У нашому випадку значення функції  $F_{\beta(\alpha)}$  визначаємо, вважаючи, що для магістральних газопроводів  $\beta = 0,4 = \text{const}$  [286]. Розрахунки виконаємо для тріщини різного розташування, тобто  $\alpha = 10 \div 50^\circ$ .

Відзначимо, що у випадку утворення в газопровідній трубі наскрізної тріщини, згідно з підходами механіки руйнування, можлива реалізація трьох сценаріїв її розвитку, що залежить від орієнтації та початкового розміру виявленого дефекту.

У першому випадку, коли розвиток фізично малої тріщини буде обумовлений впливом пульсуючого у трубі навантаження та ґрунтових вод, можливе утворення свища з розмірами наскрізної тріщини  $L_{mp(\alpha)} < L_{th(\alpha)}$ .

У випадку, коли розміри наскрізною тріщини будуть знаходитись у інтервалі  $L_{th(\alpha)} \leq L_{mp(\alpha)} < L_{fc(\alpha)}$ , швидкість розвитку корозійно-механічної тріщини визначатиметься діаграмою циклічної тріщиностійкості металу газопровідної труби.

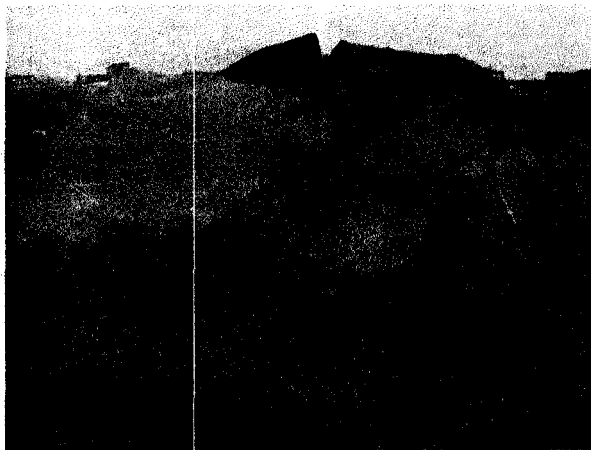
У третьому випадку за умови  $L_{mp(\alpha)} \geq L_{fc(\alpha)}$  відбуватиметься неконтрольований розвиток наскрізної тріщини у напрямку, паралеле-

льному до її осі, тобто матиме місце лавинне (катастрофічне) руйнування трубопроводу (рис. 4.13). Підставивши у формулу (4.2)  $K_I = K_{th}$ , визначаємо порогове значення довжини тріщини  $L_{th}$ , тобто:

$$L_{th}(\alpha) = \Phi_{th}(\alpha) = \left[ \frac{1}{F_{\beta} \times \alpha} \times \frac{2t}{D} \times \frac{K_{th}}{P_p} \right]^2, \quad (4.4)$$

а підставивши у формулу (4.2)  $K_I = K_{fc}$ , визначаємо критичне значення довжини тріщини ( $L_{fc}$ ), тобто:

$$L_{fc}(\alpha) = \Phi_{fc}(\alpha) = \left[ \frac{1}{F_{\beta} \times \alpha} \times \frac{2t}{D} \times \frac{K_{fc}}{P_p} \right]^2. \quad (4.5)$$

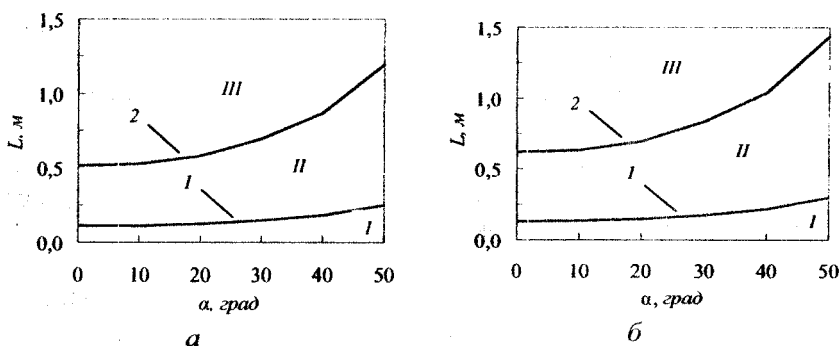


**Рисунок 4.13 – Характерний приклад лавинного (гільйотинного) руйнування труби газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород” (2007 р.)**

Таким чином, для визначення порогової ( $L_{th(\alpha)}$ ) або критичної ( $L_{fc(\alpha)}$ ) довжини довільно орієнтовної наскрізної тріщини отримані вирази 4.4 та 4.5, які є функцією, що характеризує здатність матеріалу чинити опір поширенню в ньому тріщини ( $K_I$ ), умови його експлуатації ( $P_p$ ) та геометричних параметрів газопровідної труби ( $D, t, F_{\beta(\alpha)}$ ).

Запропонована методика оцінювання умов за яких потенційно можливий ризик крихкого (лавинного) руйнування дефектних газопроводів дозволяє провести розрахунок порогових та критичних розмірів наскрізної довільно орієнтованої тріщини. Використовуючи описану методологію, здійснено оцінку порогових („безпечних”) та критичних розмірів довільно орієнтованих тріщин для різних типорозмірів труб Богородчанського ЛВУМГ.

За результатами розрахунково-експериментальних досліджень циклічної тріщиностійкості трубопровідної сталі 20 та оцінки наскрізних розмірів довільно орієнтованих тріщин (див. рис. 4.11) (рівняння 4.4 та 4.5) будували криві 1 та 2 (рис. 4.14). Зауважимо, що крива 1 відображає початкові умови утвореного наскрізного тріщиноподібного дефекту (довжину та його орієнтацію  $L_{th(a)}$ , за яких потенційно можливий розвиток корозійно-механічної тріщини уздовж осі труби, що визначається діаграмою циклічної тріщиностійкості металу труби, а крива 2 – умови  $L_{fc(a)}$ , за яких потенційно можливий її неконтрольований розвиток, тобто лавинне руйнування трубопроводу.



1 – крива утворення наскрізного тріщиноподібного дефекту (свища) у трубопроводі  $L_{th(a)} = \Phi_{th(a)}$ ;

2 – крива граничного стану дефектного трубопроводу  $L_{fc(a)} = \Phi_{fc(a)}$

**Рисунок 4.14** – Діаграма оцінки потенційної можливості (ризiku) гільйотинного руйнування трубопроводів із зовнішнім діаметром  $D=820$  мм і товщиною стінки  $t_1=10$  мм (а) та  $t_2=12$  мм (б) з довільно орієнтованою наскрізною тріщиною

Одержані графічні залежності дають змогу встановити ряд характерних зон:

I – безпечна зона (відсутні умови лавинного руйнування труби з наскрізним дефектом (свищем));

II – зона росту тріщини (видовження наскрізного дефекту);

III – зона лавинного (катастрофічного) руйнування труби.

Аналіз одержаного результату свідчить, що, по-перше, найбільш небезпечними є осьові ( $\alpha = 0^\circ$ , див. рис. 4.11) наскрізні тріщини, оскільки в цьому випадку руйнування труби відбувається за умови їх мінімальної довжини (див. табл. 4.2), по-друге, зі збільшенням осьового кута нахилу як пороговий, так і критичний розміри наскрізної тріщини зростають, по-третє, товщина стінки труби впливає на порогові та критичні наскрізні розміри, які для труби з товщиною стінки  $t = 12$  мм на  $\sim 20\%$  більші, ніж для труби з товщиною стінки  $t = 10$  мм (табл. 4.5, рис. 4.14), тобто зростає розмір „безпечних” тріщин.

На прикладі Богородчанського газотранспортного вузла з різною товщиною стінки труби досліджено потенційні умови зародження та розвитку довільно орієнтованих корозійно-механічних тріщин в осьовому напрямі, а також встановлено розміри (довжину) первинного джерела руйнування – продовгуватість довільно орієнтованої наскрізної тріщини ( $L_{fc(\alpha)}$ ), за яких можливе лавинне руйнування трубопроводу.

Проведені розрахунки для зазначених типорозмірів магістральних труб засвідчують, що тріщиноподібні дефекти, які розвиваються вздовж осі труби ( $\alpha = 0^\circ$ ), є найбільш небезпечними (див. табл. 4.5 та рис. 4.14), а їх порогова ( $L_{th(\alpha)}$ ) та критична ( $L_{fc(\alpha)}$ ) продовгуватість набуває мінімальних значень.

Таблиця 4.5

**Порогові та критичні розміри довільно орієнтованої наскрізної тріщини**

$\alpha$ , град	$t = 10$ мм		$t = 12$ мм	
	$L_{th(\alpha)}$	$L_{fc(\alpha)}$	$L_{th(\alpha)}$	$L_{fc(\alpha)}$
0	0,107	0,516	0,128	0,619
10	0,109	0,527	0,131	0,632
20	0,120	0,580	0,144	0,696
30	0,144	0,695	0,173	0,834
40	0,179	0,866	0,215	1,039
50	0,247	1,193	0,297	1,432

Таким чином, одержані результати та їх подальший розвиток сприятимуть прогностичній оцінці та запобіганню ризику виникнення аварійних ситуацій на магістральних газопроводах.

#### 4.4 Критерії та методика оцінювання ризику в'язкого руйнування дефектних газопроводів

Виникнення пластичного колапсу (в'язкого руйнування), тобто визначення руйнівного тиску ( $P_f$ ) тривало експлуатованого трубопроводу, що містить як зовнішні довільно орієнтовані тріщини, так і корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти, розміщеними як в основному металі труби, так і в зварних швах [127], оцінювали за адаптованою до газопроводу методикою [121]. Згідно з цією методикою розрахунок внутрішнього руйнівного тиску ( $P_f$ ) дефектної труби (рис. 4.15), що містить зовнішні тріщини або корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти довжиною ( $L$ ) та максимальною глибиною ( $c$ ), базується на даних про параметри ( $D$ ,  $t$ ) та границю міцності ( $\sigma_B$ ) матеріалу газопровідної труби відповідно до залежності:

$$P_f = \frac{\frac{\sigma_B \times \eta}{1,15}}{\cos^2 \alpha + \mu \frac{\eta}{\eta_k} \sin^2 \alpha} \times \frac{2t}{D}, \quad (4.6)$$

де коефіцієнти, що характеризують дефект:

$$\eta = \frac{1 - \frac{S}{S_0}}{\frac{S}{S_0}} = \frac{1 - \frac{\pi \times c}{4 \times t}}{\frac{\pi \times c}{4 \times t}}, \quad q = \sqrt{1 + 0,52 \frac{L^2}{D \times t}}$$

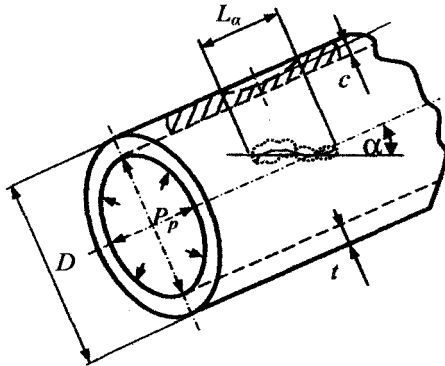
$$\eta_k = \frac{1 - \frac{S}{S_0}}{\frac{S}{S_0}} = \frac{1 - \frac{\pi \times c}{4 \times t}}{\frac{\pi \times c}{4 \times t}}, \quad g = \sqrt{1 + 0,08 \frac{L^2}{D \times t}}$$

площа дефекту ( $S = \pi \times L \times c/4$ ), площа умовно наскрізного дефекту ( $S_0 = L \times t$ );

$\mu$  – коефіцієнт, що враховує поздовжні і колові напруження в трубі при навантаженні її внутрішнім тиском:

—  $\mu = 0,5$  – для “незащемлених” трубопроводів (заплави рік, водні переходи, болота, нещільні ґрунти;

—  $\mu = 0,3$  – для “защемлених” трубопроводів (щільні ґрунти).



**Рисунок 4.15 – Схематичне представлення довільно орієнтованого наскрізного тріщиноподібного дефекту у стінці газопровідної труби**

Таким чином, для визначення умов в'язкого руйнування тривало експлуатованих газопровідних систем необхідно знати границю міцності ( $\sigma_B$ ) металу досліджуваних труб, яку визначали за стандартною методикою [239] та володіти даними періодичних діагностичних оглядів про розміри ( $c, L$ ) та орієнтацію ( $\alpha$ ) виявлених дефектів.

Враховуючи методичні підходи, викладені у підрозділі 2.3, які ґрунтуються на загальноприйнятій європейській методиці SINTAP [298], критерієм безпечного корозійно-механічного дефекту [122] буде умова:

$$c_{lp} \leq c(S_r \leq 0,5); \quad (4.7)$$

а критерієм недопустимого (критичного) корозійно-механічного дефекту [122] буде умова

$$c_{pf} \leq c(S_r \geq 1,0). \quad (4.8)$$

Розглянемо газопровід „Угерсько – Івано-Франківськ” виготовлений із сталі 20, механічні характеристики якої наведені у табл. 2.3 та враховуючи рівняння 4.6 і критеріальні залежності 4.7 та 4.8 оцінимо вплив глибини та орієнтації тріщиноподібних дефектів, виявлених у процесі технічної діагностики на величину руйнівного тиску, тобто встановимо умови при яких потенційно можливе в’язке руйнування газопровідної труби, а також її безпечна експлуатація.

На рис. 4.16 представлено графічну залежність зміни величини руйнівного тиску ( $P_f$ ) дефектної газопровідної труби від глибини ( $c$ ) та орієнтації ( $\alpha$ ) зовнішнього тріщиноподібного дефекту, навантаженої внутрішнім тиском ( $P_p$ ). Причому, розглядаючи зміну величини руйнівного тиску ( $P_f$ ), до уваги брали граничні – пороговий ( $L_{th(\alpha)}$ ) та критичний ( $L_{fc(\alpha)}$ ) – розміри (довжину) зовнішніх тріщиноподібних дефектів, припускаючи при цьому, що в процесі експлуатації трубопроводу вони розвиваються лише вглиб стінки труби. При цьому значення ( $L_{th(\alpha)}$ ) та ( $L_{fc(\alpha)}$ ) та вважалися постійними, що цілком допустимо, враховуючи незначну їх зміну при співвідношенні  $2t/D \leq 0,03$ , тобто:

$$L_{th}(\alpha) = \text{const та } L_{fc}(\alpha) = \text{const} \quad (4.9)$$

Аналіз одержаних результатів (таблиці 4.6 і 4.7 та рис. 4.16) засвідчує, що у навантаженому робочим тиском ( $P_p = 5,4$  МПа) трубопроводі з довільно орієнтованим тріщиноподібним дефектом, що розвивається вглиб стінки труби з продовгуватістю, близькою до порогової ( $L_{th(\alpha)}$ ), відсутні умови для лавинного (катастрофічного) руйнування труби. Однак, якщо продовгуватість тріщиноподібного дефекту наближаються до критичної і він орієнтований у осьовому або близькому до нього напрямі, то потенційно можливе руйнування труби за в’язким механізмом в інтервалі глибин  $(0,5 - 0,6) \leq c/t \leq 0,8$  залежно від орієнтації дефекту. Причому із зменшенням товщини стінки труби умови її руйнування настають за меншої глибини (табл. 4.6).

Таким чином [121], на прикладі магістрального газопроводу з різною товщиною стінки досліджено вплив розмірів (глибини ( $c$ ) та довжини ( $L$ )) довільно орієнтованих зовнішніх тріщиноподібних дефектів на величину руйнівного тиску.

Показано умови, за яких настає потенціальна можливість в’язкого руйнування досліджуваних газопроводів.



Проведені розрахунки для зазначених типорозмірів магістральних труб засвідчують, що тріщиноподібні дефекти, які розвиваються вздовж осі труби ( $\alpha = 0^\circ$ ), є найбільш небезпечними, оскільки в цьому випадку руйнівний тиск ( $P_f$ ) набуває мінімального значення.

Таблиця 4.6

**Розміри тріщиноподібних дефектів при яких виконується умова руйнування  $P_p = P_f$**

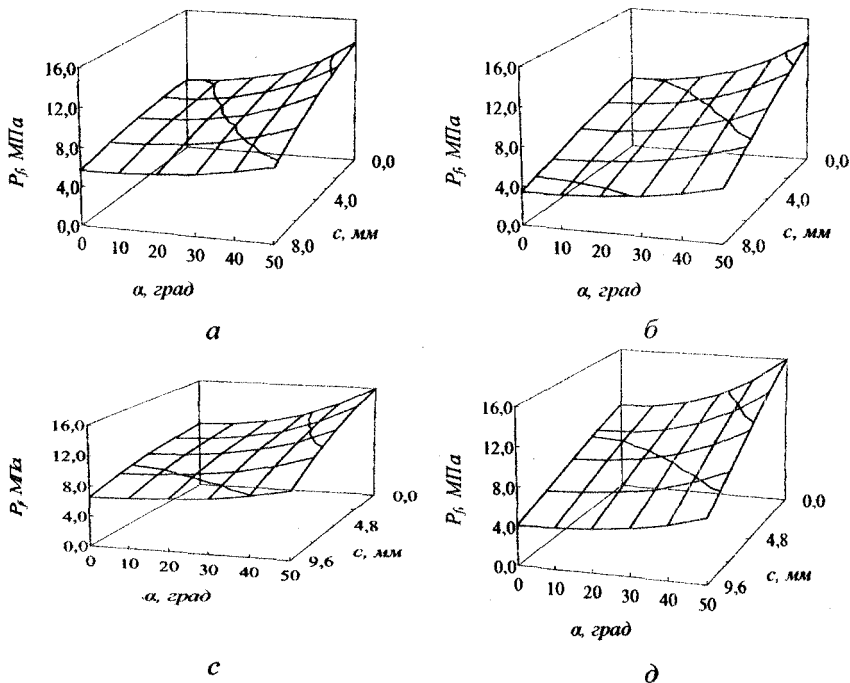
Труба ( $D \times t$ )	820×10, мм		820×12, мм	
	$c$ , м	$L_{fc(a)}$ , м	$c$ , м	$L_{fc(a)}$ , м
0	4,8	0,516	7,5	0,619
10	5,0	0,527	7,7	0,632
20	5,5	0,580	8,2	0,696
30	6,3	0,695	8,9	0,834
40	7,2	0,866	—	—

Таблиця 4.7

**Руйнівний тиск трубопроводу з пороговими та критичними довільно орієнтованими тріщиноподібними дефектами заданої глибини**

Товщина стінки труби ( $t$ ), мм	Глибина дефекту ( $c$ )	$\alpha = 0^\circ$		$\alpha = 50^\circ$		$\alpha = 0^\circ$		$\alpha = 50^\circ$	
		$L_{th(a)}$ , м	$(P_f)$ , МПа	$L_{th(a)}$ , м	$(P_f)$ , МПа	$L_{fc(a)}$ , м	$(P_f)$ , МПа	$L_{fc(a)}$ , м	$(P_f)$ , МПа
10	0	0,107	7,91	0,247	13,43	0,516	7,91	1,193	13,43
	0,4 $t$		7,13		11,15		5,86		9,67
	0,8 $t$		5,64		7,66		3,45		5,51
12	0	0,128	9,49	0,297	16,11	0,619	9,49	1,432	16,11
	0,4 $t$		8,46		13,22		6,99		11,55
	0,8 $t$		6,53		8,92		4,09		6,56

Запропонований методичний підхід [121] до оцінювання умов руйнування лінійної частини трубопроводу із зовнішніми, довільно розміщеними ненаскрізними тріщиноподібними дефектами заданої глибини та одержані на його основі результати сприятимуть прогностичній оцінці та інтерпретації виявлених під час діагностичних оглядів довільно орієнтованих тріщиноподібних дефектів, а також слугуватимуть запобіганню ризику виникнення аварійних ситуацій, що містять ознаки в'язкого руйнування, на магістральних газопроводах.



**Рисунок 4.16 – Вплив глибини ( $c$ ) та орієнтації ( $\alpha$ ) зовнішніх тріщиноподібних дефектів з пороговою ( $L_{th(\alpha)}$ ) ( $a, c$ ) та критичною ( $L_{fc(\alpha)}$ ) ( $b, d$ ) довжиною на величину руйнівного тиску ( $P_f$ ) трубопроводів із зовнішнім діаметром  $D = 820$  мм і товщиною стінки  $t_1 = 10$  мм ( $a, б$ ) та  $t_2 = 12$  мм ( $c, d$ )**

## 4.5 Оцінювання потенційних умов крихкого руйнування газопроводів Богородчанського газотранспортного вузла

Оцінювання умов, за яких потенційно можливий ризик крихкого (лавинного) руйнування дефектних газопроводів Богородчанського газотранспортного вузла, здійснювали за методикою, представленою у підрозділі 2.3 та в роботах [121, 122, 145, 151], яка дозволяє визначити критичну довжину наскрізної тріщини ( $l_{KIC}$ ) за параметром  $K_{IC}$ .

Оскільки найбільш небезпечною для газопроводу є осьо́ва наскрізна тріщина [121], то для її визначення використаємо критеріальну залежність [145]:

$$l_{K_{IC}} = \frac{8}{\pi} \times \left( \frac{t}{D} \right)^2 \times \left( \frac{K_{IC}}{F \times P_p} \right)^2, \quad (4.10)$$

$$F = 1 + 0,072449\lambda + 0,64856\lambda^2 - 0,2327\lambda^3 + 0,038154\lambda^4 - 0,0023478\lambda^5;$$

$$\lambda = \frac{l_{K_{IC}}}{\sqrt{\frac{2}{D \times t}}},$$

де  $F$  – відома функція для циліндричної оболонки з наскрізною осьо́вою тріщиною під дією внутрішнього тиску ( $P_p$ ) [164];

$l_{K_{IC}}$  – критична довжина наскрізної тріщини.

Отже, для визначення критичної довжини наскрізної тріщини ( $l_{K_{IC}}$ ) необхідно знати параметри газопроводу ( $D \times t$ ), умови його експлуатації ( $P_p$ ) та володіти даними про статичну тріщиностійкість ( $K_{IC}$ ) металу газопровідної труби [52].

Таким чином, визначивши за методикою викладеною у підрозділі 2.4, величину статичної тріщиностійкості ( $K_{IC}$ ) (табл. 4.8) та використавши залежність 4.10, визначаємо критичну довжину наскрізної тріщини ( $l_{K_{IC}}$ ).

Таблиця 4.8

**Характеристики ударної в'язкості та статичної тріщиностійкості газопровідних сталей Богородчанського газотранспортного вузла**

Назва газопроводу	Сталь	Тривалість експлуатації, роки	Робочий тиск ( $P_p$ ), МПа	$K_{IC}$ , МПа $\sqrt{м}$	$l_{K_{IC}}$ , мм
Пасічна – Тисмениця	10Г2С1	45	1,68	157,0	276
Відвід до м. Сторожинець	20	20	3,55	148,4	248
А 45	08Г2С1	26	3,67	144,7	134

Отже, використовуючи критеріальну залежність 4.10 та представлену у підрозділі 2.3 методику, ми визначили умови ( $l_{KIC}$ ), за яких потенційно можливе крихке руйнування газопроводів з дефектами Богородчанського газотранспортного вузла. Одержані результати є базовими у розробленні та впровадженні системи екологічного моніторингу за магістральними газопроводами тривалої експлуатації.

#### 4.6 Оцінка потенційних умов в'язкого руйнування газопроводів Богородчанського газотранспортного вузла

Застосувавши методичні підходи викладені у підрозділі 4.4 проведемо оцінку умов в'язкого руйнування трубопроводів тривалої експлуатації Богородчанського газотранспортного вузла.

Оцінку виникнення пластичного колапсу (в'язкого руйнування) газопроводів тривалої експлуатації, здійснили на основі експериментально одержаних за методикою [156, 239] даних про механічні характеристики газопровідних сталей, критеріальних залежностей [122] оцінки недопустимих корозійно-механічних дефектів наявних у газопровідних трубах та чисельних розрахунків запропонованих в роботі [121, 156].

Вихідні дані для чисельних розрахунків умов, за яких потенційно можливе в'язке руйнування газопровідних труб, наведені у таблицях 4.9 та 4.10.

Таблиця 4.9

#### Механічні характеристики газопровідних сталей Богородчанського газотранспортного вузла

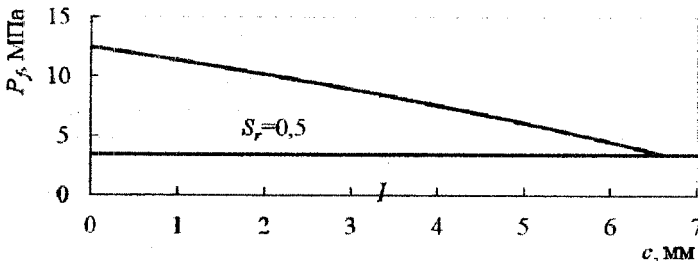
Назва газопроводу	Сталь	Тривалість експлуатації, роки	$\sigma_B$ , МПа	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\delta$ , %
Пасічна – Тисмениця	10Г2С1	0	585,0	410,0	30,5
		45	577,0	410,0	23,8
Відвід до м. Сторожинець	20	0	482,5	320,0	22,0
		20	446,0	277,0	22,8
А 45	08Г2С1	0	655,0	558,0	21,5
		26	623,0	539,8	23,9

**Експлуатаційні умови та типорозмір тривало експлуатованих газопроводів Богородчанського газотранспортного вузла**

Назва газопроводу	Сталь	Тривалість експлуатації, роки	Робочий тиск ( $P_p$ ), МПа	Розмір труб ( $D \times t$ ), мм
Пасічна – Тисмениця	10Г2С1	45	1,68	530×6,6
Відвід до м. Сторожинець	20	20	3,55	273×8,0
А 45	08Г2С1	26	3,67	1020×9,0

Оцінюючи умови, за яких потенційно можливе в'язке руйнування газопровідної труби, тобто величину руйнівного тиску ( $P_f$ ), до уваги брали граничний (критичний) ( $l_{KIC}$ ) розмір (довжину) зовнішнього тріщиноподібного дефекту, припускаючи при цьому, що в процесі експлуатації трубопроводу цей дефект розвивається лише вглиб стінки труби, зберігаючи незмінною свою довжину. Дане припущення є справедливе з огляду на малу товщину стінки газопровідної труби та значні розміри її діаметра.

На рис. 4.17 представлено графічну залежність зміни величини руйнівного тиску ( $P_f$ ) дефектної газопровідної труби газопроводу „Пасічна – Тисмениця” від глибини ( $c$ ) критичного для даного газопроводу тріщиноподібного дефекту  $l_{KIC} = 276$  мм, а також зону ( $I$ ), обмежену горизонтальною прямою  $S_r = 0,5$ , яка визначає умову в'язкого руйнування експлуатованої газопровідної труби.

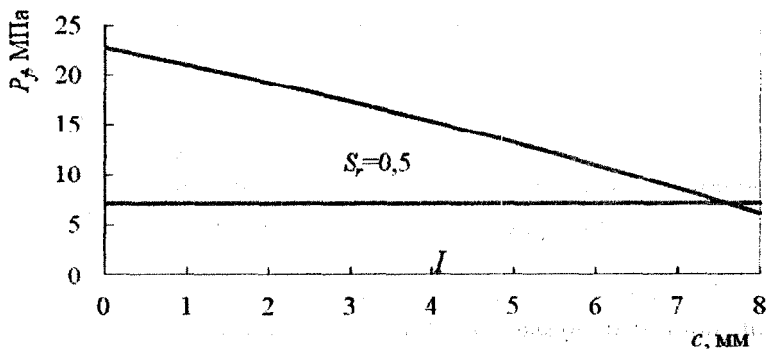


**Рисунок 4.17 – Вплив глибини ( $c$ ) осьового зовнішнього тріщиноподібного дефекту критичною довжиною  $l_{KIC} = 276$  мм на величину руйнівного тиску ( $P_f$ ) газопроводу „Пасічна – Тисмениця”**

Аналіз одержаних результатів (рис. 4.17) засвідчує, що у навантаженому робочим тиском  $P_p = 1,68$  МПа трубопроводі з осьовою орієнтованим тріщиноподібним дефектом, що розвивається вглиб стінки труби з продовгуватістю, близькою до критичної ( $l_{KIC} = 276$  мм) відсутні умови для в'язкого руйнування газопровідної труби.

На рис. 4.18 представлено графічну залежність зміни величини руйнівного тиску ( $P_f$ ) дефектної газопровідної труби газопроводу „Відвід до м. Сторожинець” від глибини ( $c$ ) критичного для даного газопроводу тріщиноподібного дефекту ( $l_{KIC} = 248$  мм), а також зону ( $I$ ), обмежену горизонтальною прямою  $S_r = 0,5$ , яка визначає умову в'язкого руйнування експлуатованої газопровідної труби.

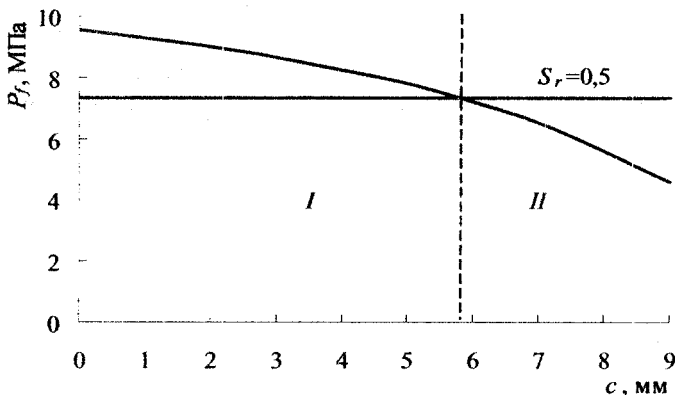
Аналіз одержаних результатів (рис. 4.18) засвідчує, що у навантаженому робочим тиском  $P_p = 3,55$  МПа трубопроводі з осьовою орієнтованим тріщиноподібним дефектом, що розвивається вглиб стінки труби з продовгуватістю, близькою до критичної ( $l_{KIC} = 248$  мм) відсутні умови для в'язкого руйнування газопровідної труби.



**Рисунок 4.18 – Вплив глибини ( $c$ ) осьового зовнішнього тріщиноподібного дефекту критичною довжиною ( $l_{KIC} = 248$  мм) на величину руйнівного тиску ( $P_f$ ) газопроводу „Відвід до м. Сторожинець”**

На рис. 4.19 представлено графічну залежність зміни величини руйнівного тиску ( $P_f$ ) дефектної газопровідної труби газопроводу „А 45” від глибини ( $c$ ) критичного для даного газопроводу тріщиноподібного дефекту ( $l_{KIC} = 134$  мм), а також зони I та II, обмежені горизонтальною прямою  $S_r = 0,5$ , яка визначає умову в’язкого руйнування експлуатованої газопровідної труби.

Аналіз одержаних результатів (рис. 4.19) засвідчує, що у навантаженому робочим тиском  $P_p = 3,67$  МПа трубопроводі з осью орієнтованим тріщиноподібним дефектом, що розвивається вглиб стінки труби з продовгуватістю, близькою до критичної ( $l_{KIC} = 134$  мм) при глибині дефекту  $c \leq 5,8$  мм (область II) потенційно можливі умови виникнення в’язкого руйнування газопровідної труби.



**Рисунок 4.19 – Вплив глибини ( $c$ ) осевого зовнішнього тріщиноподібного дефекту критичною довжиною  $l_{KIC} = 134$  мм на величину руйнівного тиску ( $P_f$ ) газопроводу „А 45”**

Таким чином, досліджувані газопроводи Богородчанського газотранспортного вузла „Пасічна – Тисмениця” та „Відвід до м. Сторожинець” за умови наявності в них зовнішніх тріщиноподібних дефектів критичної довжини ( $l_{KIC}$ ) потенційно схильні до крихкого (лавинного) руйнування, тоді як дефектна труба газопроводу „А 45” потенційно більш схильна до в’язкого (пластичного) руйнування.

Отже, при розробці елементів системи екологічного моніторингу для газопроводів Богородчанського газотранспортного вузла необхідно врахувати той факт, що дефектні труби газопроводів „Пасічна – Тисмениця” та „Відвід до м. Сторожинець” руйнуються на повний переріз (крихко). У зв’язку з цим для оцінки зони ураження людей при розриві магістрального газопроводу на повний переріз [294] використаємо формулу 1.2. Результати відповідних розрахунків наведено у табл. 4.11.

Таблиця 4.11

**Експлуатаційні умови та типорозмір газопроводів тривалої експлуатації Богородчанського газотранспортного вузла**

Назва газопроводу	Робочий тиск ( $P_p$ ), МПа	Розмір труб ( $D \times t$ ), мм	Радіус зони ураження ( $r$ ), м
Пасічна – Тисмениця	1,68	530×6,6	68,0
Відвід до м. Сторожинець	3,55	273×8,0	51,0
А 45	3,67	1020×9,0	193,5

При розробленні елементів системи екологічного моніторингу для газопроводів Богородчанського газотранспортного вузла необхідно врахувати той факт, що газопровід „А 45” з наявними тріщиноподібними дефектами потенційно більш схильний до в’язкого (пластичного) руйнування шляхом утворення наскізного отвору (свища).

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

1. Запропоновано методику оцінювання умов руйнування лінійної частини трубопроводу із довільно розміщеними наскрізними тріщинами.

2. Встановлені критеріальні залежності дозволяють оцінити розміри порогових (утворення свища) та критичних (лавинне руйнування труби) наскрізних тріщин.

3. Розраховано порогові та критичні розміри наскрізних тріщин у стінках труб магістральних газопроводів тривалої експлуатації,



що дає змогу прогнозувати ступінь екологічної небезпеки при їх утворенні, кількісну оцінку економічних збитків, а також зони при розлітанні фрагментів газопровідної труби та під час запалювання пожежно-вибухової вуглеводневої хмари.

4. Запропоновано методику та встановлено критеріальні залежності оцінювання умов руйнування лінійної частини трубопроводу із зовнішніми, довільно розміщеними ненаскрізними тріщиноподібними дефектами заданої глибини.

5. Розраховані порогові та критичні розміри корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів у стінках труб магістральних газопроводів тривалої експлуатації залежно від їх орієнтації та продовгуватості.

6. Встановлено, що тріщиноподібні дефекти, які розвиваються вздовж осі труби ( $\alpha = 0^\circ$ ), є найбільш небезпечними, оскільки в цьому випадку руйнівний тиск ( $P_f$ ) набуває мінімального значення.

7. Запропонований експериментально-чисельний підхід та одержані на його основі результати сприятимуть прогнозній оцінці та інтерпретації виявлених під час діагностичних оглядів довільно орієнтованих тріщиноподібних дефектів, тобто розробленні елементів системи екологічного моніторингу, а також слугуватимуть запобіганню ризику виникнення аварійних ситуацій, що містять ознаки в'язкого руйнування, на магістральних газопроводах Богородчанського газотранспортного вузла.

## **РОЗДІЛ 5. РОЗРОБЛЕННЯ ОСНОВНИХ ВИМОГ ДО БЕЗПЕКИ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ МОРСЬКИМИ ШЛЯХАМИ ЗА ТЕХНОЛОГІЄЮ CNG**

### **5.1 Обґрунтування перспективності CNG – технологій транспортування природного газу морськими шляхами до України**

У практиці морського транспортування природного газу широко відомі способи використання підводних магістральних трубопроводів, а також транспортування суднами в скрапленому (англ., *Liquefied Natural Gas* – LNG) та стиснутому стані (англ., *Compressed Natural Gas* – CNG) [152, 154, 284].

Підводні трубопроводи є непрактичними для передавання газу на великі відстані, особливо через океан. Тож сьогодні, з цією метою використовують LNG-танкери (газовози).

Повний цикл виробництва LNG складається із заводу зі скраплення природного газу, суден (LNG флоту) для транспортування LNG і терміналів з регазифікації, враховуючи сховища газу в пункті прибуття.

Технологія LNG потребує енерговитратної і високовартісної інфраструктури зі скраплення і регазифікації. Заводи LNG – це великомасштабні довгострокові інвестиційні проекти, що потребують ще й будівництва або оренди танкерного флоту. Усі ці чинники перешкоджають організації транспортування газу у вигляді LNG з малих ізольованих (особливо офшорних) родовищ через масштабність і неперервність виробництва LNG, що необхідні для підтримання термодинамічної ефективності та мінімізації витрат на його виробництво.

Альтернативою для морського транспортування газу є його перевезення у вигляді CNG [85]. Стиснутий газ – це природний газ, що під час перевезення і зберігання перебуває в ємностях під високим тиском (близько 20-25 МПа).

Цикл виробництва CNG включає завод компримування (стиснення) газу, танкери для транспортування CNG, декомпресійний термінал зі сховищами газу. CNG має нижчу вартість виробництва

й зберігання порівняно з LNG, оскільки виробництво CNG не потребує дорогого процесу охолодження й криогенних резервуарів.

На сьогодні морські танкери, що мають перевозити CNG на далекі відстані, перебувають на стадії розробки. Це пояснюється тим, що до недавнього часу не було відпрацьованих надійних та безпечних технологій для зберігання і транспортування природного газу під високим тиском.

Крім того, були доступними для освоєння великі родовища природного газу на суші і на морі. Поставки з цих родовищ трубопроводами та в зрідженому вигляді на судах LNG повністю задовольняли попит на природний газ на основних світових ринках-імпортерах, що забезпечувало низький рівень цін на енергоносії, за якого використання нових технологій і введення в комерційний оборот середніх і малих родовищ було економічно не вигідним.

На даний час у різних галузях промисловості з'явилися і широко використовуються надійні технології для зберігання і транспортування природного газу під високим тиском. До їх числа відносяться в першу чергу труби для підводних газопроводів, розраховані на внутрішній тиск до 25 МПа і компресори високого тиску, а також офшорні термінали для завантаження газу на судна безпосередньо з морського родовища і прийому газу з суден у море на значній відстані від узбережжя.

Істотно змінилася і світова кон'юнктура. В умовах виснаження ресурсів родовищ в традиційних районах видобутку природного газу і постійно зростаючого попиту на енергоносії на основних ринках-імпортерах світ перейшов у фазу стабільно високих цін на енергоносії. У цих умовах використання нових технологій транспорту газу, зокрема – технології CNG, що дозволяє ввести в комерційний обіг середні і малі родовища природного газу на континентальному шельфі, стало економічно вигідним.

Утім, фахівці стверджують, що порівняння транспортної спроможності танкерів з перевезення CNG з танкерами LNG може бути некоректним, оскільки обидві технології покликані ефективно працювати в різних за масштабністю проектах транспортування газу. Так, заводи і флот LNG за високих капітальних витрат рентабельні тільки в дуже великомасштабних проектах з відповідно великими запасами газу і ринками збуту високої місткості.

У свою чергу, транспортування газу у вигляді CNG може стати ефективним вирішенням проблеми перевезення невеликої кількості

газу з малих родовищ, родовищ, розташованих у глибоководних чи арктичних зонах, а також супутнього газу нафтових родовищ, транспортування якого вважалося раніше нерентабельним. Флот CNG-танкерів може бути більш мобільним, складаючись із суден меншого розміру, і більшим за кількістю, що дає можливість доставляти газ щодня безпосередньо до розподільчого трубопроводу. Також проекти CNG мають коротший період будівництва, а також значно більший чистий дисконтований дохід порівняно з проектами LNG.

Якщо все ж таки порівнювати перевезення газу танкерами LNG і CNG, відстань, з якої більш ефективно транспортувати газ у вигляді CNG, може змінюватися залежно від типу проекту, розміру родовища, місткості ринку та інших економічних умов. Однак, загалом витрати з перевезення CNG порівняно з LNG є нижчими при відстані менш як 2500 км [85].

Перевезення газу в стиснутому вигляді має низку переваг перед транспортуванням морськими трубопроводами: витрати з його транспортування не змінюються залежно від глибини пролягання траси, також CNG може бути застосований у зонах підвищеної небезпеки руху.

Вантажна система – це основний елемент судна CNG. А основні елементи вантажної системи – ємності для стисненого газу. У даний час ведеться широкий пошук оптимальної форми ємностей, схем розміщення їх елементів на судні та матеріалів для виготовлення.

Більшість розробників планує використовувати циліндричні балони зі стандартних труб для підводних газопроводів. Балони розміщують на судах як вертикально, так і горизонтально. Йдуть експериментальні дослідження зі сталевими балонами, балонами зі сталей із зовнішньою склопластиковою обмоткою, вуглепластиковими балонами зі склопластиковою обмоткою. Розглядаються й оригінальні концепції виготовлення балонів з тонких сталевих трубок малого діаметра, намотаних на котушки великого діаметру, що встановлюються на судно вертикально. Мета пошуків – отримати оптимальне співвідношення місткості вантажної системи, її маси та вартості.

Параметри вантажної системи будуть значною мірою визначатися специфікою проекту морського транспортування газу, для якого передбачається використовувати судно CNG. Склад і параметри елементів вантажної системи будуть залежати в першу чергу від того, звідки буде завантажуватися на судно CNG природний газ і ку-

ди він буде розвантажуватися. Це може бути проілюстровано на наступному прикладі.

Для судна CNG, призначеного для прийому газу від магістрального газопроводу, комплексна підготовка газу не потрібна, оскільки газ, що надходить на судно, характеризуватиметься необхідними для транспортування в ємностях параметрами. Автономна система компримування газу на такому судні також може виявитися зайвою, якщо і на завантажувальному і на приймальному терміналі передбачається наявність компресорних станцій необхідної потужності.

Для судна CNG, призначеного для прийому газу з офшорних родовищ, буде необхідна система комплексної підготовки газу в складі, аналогічній системам підготовки газу до завантаження в газопровід на берегових родовищах. На судні також повинна бути розміщена система компримування газу від наявного тиску до тиску транспортування.

Можливий також варіант використання для транспортування газу, безпосередньо видобутого з морського родовища, спеціальної баржі, яка пришвартовується до зануреного прийомного буя типу STL (англ., *Submerget Turret Loading*) або до видобувної платформи на шельфі. Технологічне промислове обладнання для очищення, осушення та стиснення видобутого газу може бути розміщене на платформі або окремому технологічному судні. Технологічний ланцюг “свердловина – технологічне промислове обладнання – транспортна баржа” з’єднується спеціальними гнучкими трубопроводами. Заповнену баржу буксиром транспортують за відповідним маршрутом, а місце для завантаження займає інша. За такого способу експлуатації морського газового родовища зникає потреба в спорудженні промислового трубопроводу від свердловини до берегового терміналу.

Вантажна система судна CNG [85], що обслуговує офшорні родовища, повинна забезпечувати виконання таких завдань:

— прийом стисненого газу в морі безпосередньо зі свердловини на судно CNG з використанням підводного завантажувального комплексу типу STL і повне заповнення ємностей судна за час не більше доби;

— комплексна підготовка природного газу;

— дотискання газу що надходить із свердловин до тиску 20,0-25,0 МПа;

— зберігання газу в ємностях під тиском до 25,0 МПа протягом переходу судна до місця призначення;

— подача газу для розвантаження на місці призначення з використанням підводного розвантажувального комплексу типу STL і повне спорожнення сховищ судна за час не більше доби.

Таким чином, до складу вантажної системи судна CNG повинні входити:

— система прийому газу від офшорного термінального комплексу типу STL;

— система комплексної підготовки газу, у функції якої входять сепарація механічних домішок, дегідратизація газу інгібіторами, осушення, сепарація домішок ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$ ,  $N_2$ ,  $He_2$ ), сепарація важких вуглеводнів (пентан, етан, пропан, бутан);

— система субпродуктів, до функцій якої входять сепарація широкої фракції легких вуглеводнів, відділення і стабілізація конденсату, зберігання субпродуктів, вивантаження субпродуктів;

— система компримування газу, призначена для дотискання газу, що надходить на судно з родовища природного газу до тиску транспортування та розвантаження низьконапірного газу на приймальний розвантажувальний термінал;

— система зберігання газу в стиснутому стані.

Основною особливістю лінійних танкерів-газовозів CNG буде висока вантажна кубатура вантажу. Найближчим до них типом суден за цим показником можна вважати контейнеровози. Але на відміну від останніх, у танкерів-газовозів CNG буде незначний перепад осадки у завантаженому стані і в баласті. Це виключає необхідність у розвинених системах баластування. Параметри качки в баласті будуть значно кращими. Танкера-газовози CNG будуть нагадувати контейнеровози: гострі обводи корпусу, великі люкові розкриття палуби і т. д.

За останні десять років проектуванням суден CNG займаються декілька відомих зарубіжних фірм (рис. 5.1). Фірма TransCanada Pipeline запропонувала варіант газозову з горизонтальними балонами, виготовленими з газової труби, зміцненої скловолоконним композиційним матеріалом. Для збільшення обсягів перевезень за тієї ж маси балонів фірми EnerSea Transport і TransOcean пропонують вертикальні балони помістити в герметичні охолоджувані модулі. Фірма Sea NG пропонує балон замінити довгомірною трубою, укладеною в бухту і розглядати її як відтинок газогону. Це дозволяє зменшити коефіцієнт запасу міцності для балонів з 2,5 до 1,7.

Основні параметри проєктованих суден наведено в таблиці 5.1.

## Sea NG Ship – 16-Cosette Design

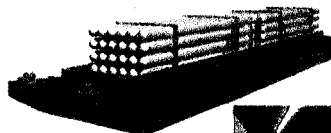
Length: 180m/592ft  
 Beam/Width: 32m/105ft  
 Draft: 8.5m/28ft  
 Gas Capacity: 1.6Mm<sup>3</sup>/48MMscf  
 Speed: 18 Knts/33.5 MPH  
 T. No: 876 030, 85, 880



Cylinder dimensions (typical)



## TransCanada



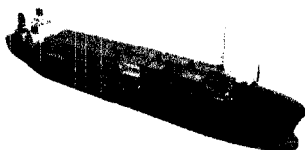
## EnerSea CNG Carrier

Gas Part



- ✓ Maximizes gas delivery efficiency
- ✓ Accept wide range of gas compositions
- ✓ Minimal dehydration required (5-7 lbs/tonne)
- ✓ Eliminates heat of compression
- ✓ Eliminates Joule-Thompson cooling in containment
- ✓ No liquid dropout in storage
- ✓ Complements VOTRANS Optimization principles

Liquid Part



## Knutsen PNG

### Characteristics:

- Operating pressure, 250 barg
- Typical head pressure, 25-30 barg
- Cylinder height 12 – 30 meters
- Diameter, about 1 meter
- Steel quality, high strength (X 40)
- Wall thickness 33.5 mm
- Operating temperature, -25 to 50 °C
- 40 year lifetime



Рисунок 5.1 – Проекти зарубіжних CNG-суден [85]

Таблиця 5.1

### Параметри проєктованих зарубіжних CNG-суден

Фірма	Sea NG	EnerSea	Trans Canada	Trans Ocean	Knutsen	CE Tech
Тип	бухта гнучкої труби	циліндр. балон	циліндр. балон	циліндр. балон	циліндр. балон	циліндр. балон
Орієнтація	гориз.	вертик.	гориз.	вертик.	вертик.	гориз.
Матеріал	сталь	сталь	композит-сталь	композит	сталь	сталь
Діаметр, мм	150	1040	1040	1040	1040	1040 або 1220
Довжина, м	18000	24-36	24	12	18-36	220
Тиск, МПа	20	9-13	20	24	25	25
Температура, °C	10	від -40 до -20	не контр.	-40	не контр.	не контр.

Подібні проекти на сьогоднішній час активно розробляють і в Російській Федерації, особливо, для арктичних перевезень. Проте, дані пропозиції поки що не мають практичного втілення, хоча повідомлялось про спорудження CNG-газовозів у Норвегії, Пд. Кореї і Російській Федерації ще в 2011-2012 роках.

Як уже зазначалося, при завантаженні природного газу на танкери-газовози CNG безпосередньо з офшорного родовища, необхідно передбачити підготовку газу на борту судна. Танкер-газовози CNG, призначені для роботи на родовищі, будуть мати на борту установку комплексної підготовки газу. Її розміщення можливо в палубному варіанті або в межах одного вантажного відсіку. Очікується, що в кожному разі втрати дедвейту не перевищать 10-15 %. Погіршення економічних показників за втрат дедвейту компенсується малою тривалістю завантаження судна (з урахуванням того, що газ надходить на судно під високим тиском – до 15 МПа, і дотискним компресорам судна залишається підвищити тиск газу на незначну величину). Питання про оптимальний метод утилізації субпродуктів газопідготовки (конденсату, пропан-бутанової фракції, води тощо) не має універсального рішення. На деяких родовищах, можливо, танкер-газовоз CNG на родовищі буде працювати в парі з танкером-продуктовозом.

Однією з серйозних проблем вантажної системи є проблема оптимізації режиму завантаження. Завантаження супроводжується різким розширенням газу і падінням його температури, що може стати причиною аварій устаткування. Ця проблема стала предметом досліджень провідних фірм-розробників. Фірмою Ener Sea, наприклад, запатентована спеціальна технологія VOTRANS, що використовує принцип гідрозатвора. У інших розробників є ряд пропозицій щодо вирішення даної проблеми, які зараз патентуються. Іншими проблемами є забезпечення ефективної ініціалізації вантажної системи (видалення з неї повітря перед завантаженням газу) і термостатування газу при транспортуванні.



## **5.2 Обґрунтування нової CNG-технології рухомого трубопроводу транспортування природного газу морськими шляхами**

Запропоновано технологію транспортування стисненого природного газу на суднах-контейнеровозах, які обладнані стандартними 40 футовими морськими контейнерами, що містять ємності для зберігання стиснутого газу у вигляді “рухомого трубопроводу” [193, 284]. Це виключає необхідність будівництва або придбання суден-газовозів CNG.

Попередні техніко-економічні розрахунки показують, що спосіб морського транспортування природного газу за допомогою “рухомого трубопроводу”, змонтованого на звичайному судні-контейнеровозі, характеризується кращими економічними показниками, порівняно з іншими транспортними технологіями. При цьому не потрібно споруджувати спеціальні дорогі судна.

Для швидкої реалізації запропонованого способу транспортування судна можна орендувати, а після завершення проекту та демонтажу трубопроводу, судна можна використовувати за їх початковим призначенням. Необхідно зазначити, що для реалізації проекту можна використати виключно вітчизняні матеріали, конструкції, обладнання й технології.

Основним об’єктом капіталовкладень у даній технології є CNG-модуль на основі морського контейнера.

Існує велика кількість конструкцій морських транспортних контейнерів. Вони можуть бути універсальними, спеціалізованими, рефрижераторними (ізотермічними), для перевезення рідин (нафти, спирту та іншого). Для морських перевезень переважно використовують контейнери шириною 2438 мм. Контейнери мають прямокутну форму, їх можна групувати у великі блоки по 100...150 штук і складати у декілька ярусів.

Контейнери усіх типів мають постійні технічні характеристики, спеціальну конструкцію, яка забезпечує перевезення вантажу одним, або декількома видами транспорту без проміжного вивантаження вантажу з контейнера.

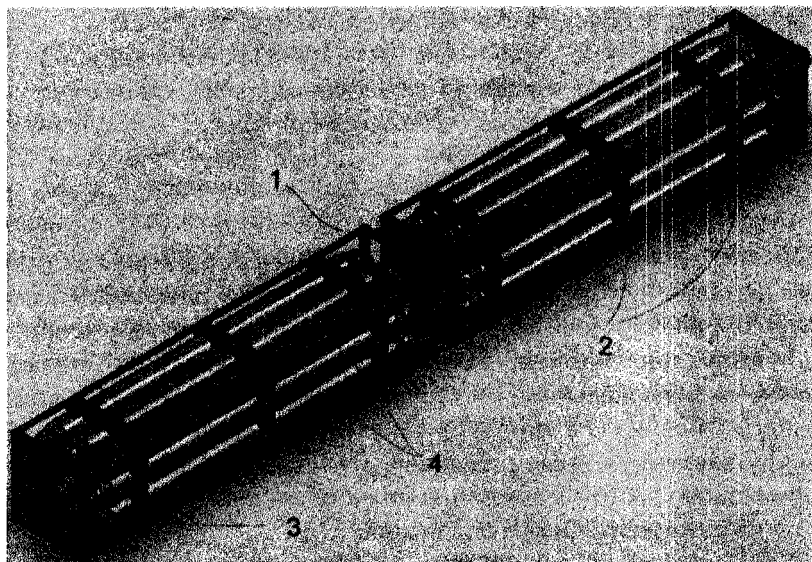
За конструкцією контейнери можуть бути закритими, відкритими та контейнерами-цистернами. Контейнер-цистерна використовується для перевезення рідин (нафти, бензину, зріджених газів). Відкритий контейнер – це вантажний контейнер, в конструкції якого не перед-

бачено один або декілька основних елементів: дах, торцеві або бокові стінки (їх частини). Відкриті місця у контейнері за необхідності закривають брезентом, синтетичною плівкою або іншими ізоляційними матеріалами. Для штабелювання, перевантаження і закріплення контейнер має спеціальні деталі, розташовані по його кутах – фітінги.

Запропонований [284] CNG-модуль з довгомірною трубою високого тиску для транспортування стисненого природного газу (рис. 5.2) складається з стандартного 40-футового морського контейнера відкритого типу 1, в якому на фундаментах 2 розташовано ємність високого тиску у вигляді просторового змійовика, який складається з послідовно сполучених прямолінійних 4 та криволінійних відрізків труб, що чергуються. Фіксують змійовик до фундаментів CNG- модуля жорстко за допомогою фіксаторів.

CNG-модуль з довгомірною трубою високого тиску обладнано прямолінійними фітінгами 3 для з'єднання модулів сусідніх рядів у блоки.

Така конструкція CNG-модуля є новою і тому потребує детального розроблення: вибір матеріалів, визначення конструктивних параметрів, технологія виготовлення, складання, завантаження-розвантаження, забезпечення надійності транспортування тощо.



**Рисунок 5.2 – CNG-модулі для перевезення газу на судах-контейнеровозах**

Першим і дуже відповідальним етапом є визначення усіх конструктивних параметрів модуля. Для вирішення проблеми розроблення CNG-модуля з оптимальними конструктивними параметрами керувалися такими вимогами.

По-перше, конструкція за мінімально можливою металоемності повинна надійно витримувати експлуатаційні навантаження.

По-друге, вона повинна бути компактною, обмеженою внутрішніми розмірами стандартного контейнера, але при цьому мати максимальний корисний об'єм і достатню технологічність складання.

По-третє, усі елементи модуля та технології, необхідні для його виготовлення, за можливості, повинні бути вітчизняного походження.

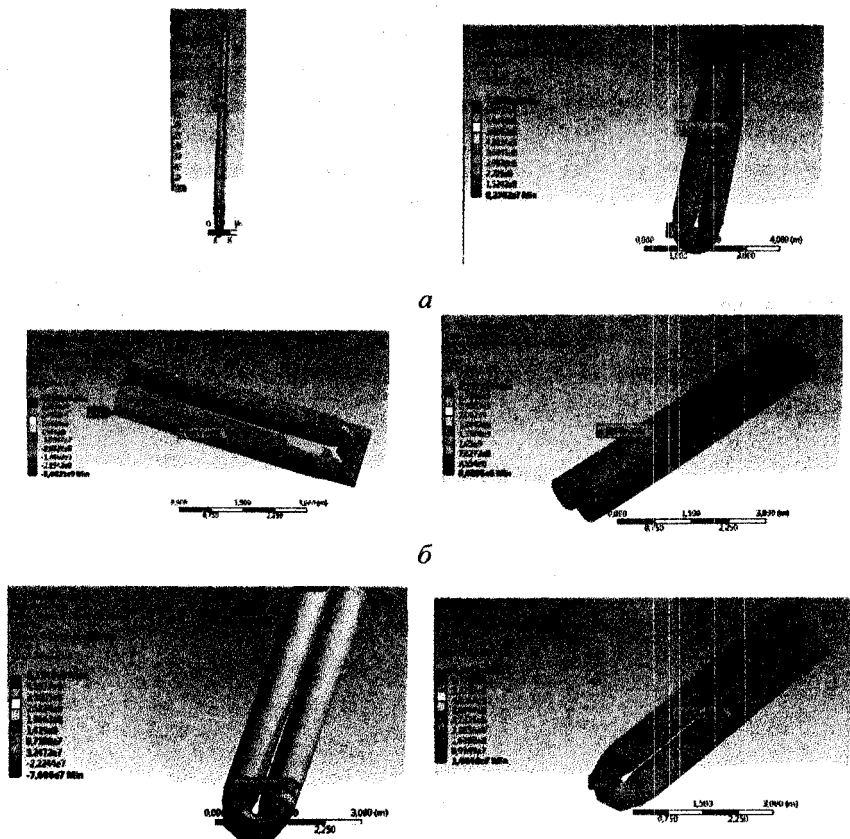
Проаналізувавши можливі шляхи виконання даних вимог, дійшли висновку, що найбільш раціональним є конструювання CNG-модуля в такій послідовності.

Спочатку проводимо вибір з можливих варіантів сумісної реалізації другої і третьої вимог на основі існуючих розмірів стандартних труб для магістральних трубопроводів та приварених до них сталевих деталей (перехідники і відводи). На цьому етапі зупинилися на конструкціях, основним елементом яких є труба діаметром 720 мм. У такому випадку використовується максимально можливий внутрішній об'єм контейнера (9 труб з відстанню між сусідніми 60 мм).

Для з'єднань труб у єдину систему (просторовий змійовик) було проаналізовано три можливі варіанти, які відрізняються конструкцією відводу: з круговим згином, під прямим кутом і зварний 4 секційний з кутами між секціями  $45^\circ$ . Для усіх варіантів конструкції передбачені стандартні перехідники з діаметра 720 мм до 630 мм. Перехідники виконують дві важливі функції. По-перше, зменшення діаметру на криволінійних ділянках збільшує їх міцність. Як відомо, за дії внутрішнього тиску саме криволінійні ділянки трубопроводу є найбільш навантаженими. По-друге, зменшення діаметру криволінійної ділянки дає технологічну можливість проведення зварювальних робіт при з'єднанні окремих труб у просторовий змійовик. Так, за даних умов операційний простір у найбільш вузькому місці збільшується з 60 мм (автоматичне зварювання неможливе) до 150 мм, що дає можливість використати надійну технологію автоматичного зварювання.

Вибір конструкції проведено з порівняльного аналізу напружено-деформованого стану трубопроводу за різних схем відводів та інших однакових умовах. Провести такий аналіз для просторового

змійовика, навантаженого внутрішнім тиском, аналітичними методами практично неможливо. Тому скористалися методом скінчених елементів. При створенні геометричної моделі використали симетричність конструкції змійовика. Отримані результати наведено на рис. 5.3.



*а – круговий; б – з прямим відводом; в – з секційним відводом*

**Рисунок 5.3 – НДС трубопроводу за різних варіантів конструкції відводу**

Таким чином, вибрано конструкцію просторового трубопроводу. Наступним етапом досліджень є вибір матеріалу і товщини стінки елементів трубопроводу, які б забезпечили його надійність.

Окремо слід оцінювати міцність основної труби, яка для зменшення металоємності армована композитним полімерним матеріалом.

У циліндричних конструкціях, які працюють в умовах внутрішнього тиску, робочі напруження в кільцевому напрямку вдвічі перевищують поздовжні, і виготовлення їх суцільнометалевими призводить до нераціональних перевитрат металу. Зменшити металоємність довгомірних труб високого тиску можливо їх посиленням композиційним матеріалом, який, працюючи спільно з металевою основою, прийматиме на себе надлишок кільцевих навантажень [219, 293].

Особливістю композитної оболонки є те, що вона створюється в процесі виготовлення конструкції, і тому в даному випадку метод обмотування сталеві труби волокном є найбільш оптимальним способом її формування.

Технологія створення композитної підсилювальної оболонки складається з трьох етапів: підготовка металевої поверхні під намотку, намотування труби композитом і полімеризація композитної оболонки. Підготовка поверхні труби передбачає її механічне очищення від окалини та окислів.

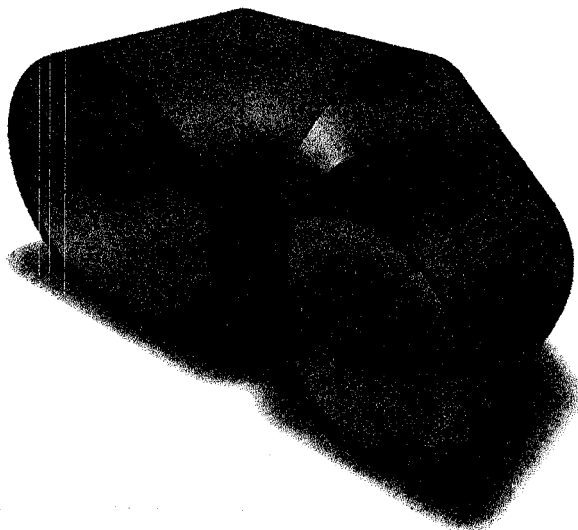


Рисунок 5.4 – Секційний відвід

Як армуючі матеріали в композитних оболонках, як правило, використовують скляні волокна, які характеризуються високими показниками міцності  $\sigma_c$  – до 2000 МПа. Вони дешеві та не втрача-

ють своїх властивостей і працездатності за температур до 500 °С, що забезпечує можливість створення їх композицій з поліефірними та епоксидними смолами, температура полімеризації яких не перевищує 200 °С.

При формуванні посилюючої оболонки армуючий матеріал у вигляді безперервного скляного волокна намотується на корпус конструкції. Зв'язуючим для армуючого матеріалу слугує термореактивна смола. «Мокре» намотування передбачає нанесення смоли на волокно в процесі намотування корпусу. «Сухе» намотування виконується ровінгом, попередньо просоченим смолою, яка полімеризується не повністю, а до желеподібного стану.

Після намотування на трубу сформовану композитну оболонку полімеризують за підвищеної температури, як правило, в печі.

Існуючі схеми формування та полімеризації підсилюючої композиційної оболонки передбачають конструкції довжиною, що не перевищує стандартну довжину труб (9-12,5 м). Це пов'язано з обмеженими габаритами намотувального обладнання, печей для полімеризації, а також габаритами виробничих приміщень. Тому, коли довжина труб перевищує кілька десятків метрів і досягає сотень метрів з відповідною цій довжині масою конструкції, виникає ряд проблем, пов'язаних із виготовленням та транспортуванням їх на об'єкт монтажу і експлуатації.

У цьому випадку найбільш раціональною технологічною схемою виготовлення виробу є блочна компоновка, яка передбачає:

— виготовлення в заводських умовах окремих секцій із серійних труб довжиною до 12,5 метрів, на яких формується і полімеризується композитна підсилююча оболонка, при цьому торці труб залишаються оголеними на необхідній для зварювання довжині;

— транспортування готових 12-метрових секцій до місця монтажу;

— зварювання секцій між собою;

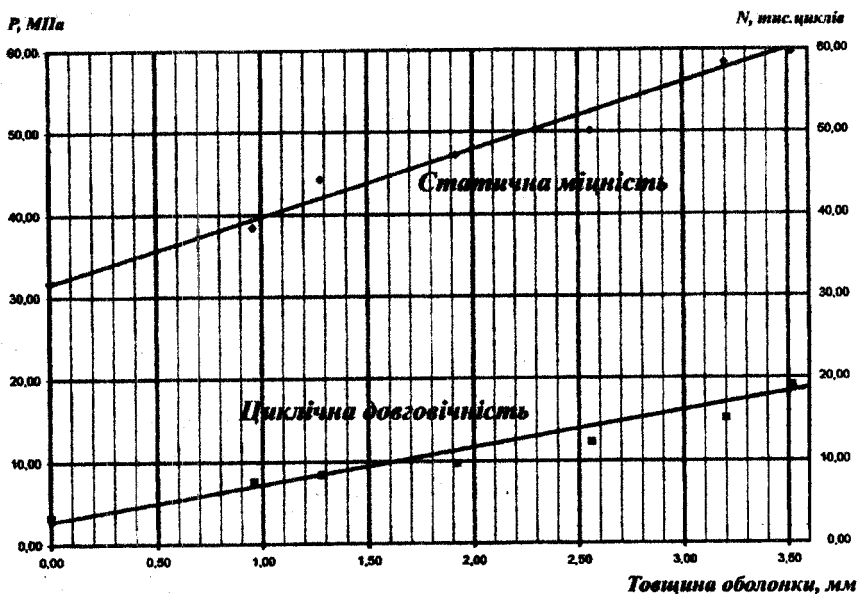
— формування (намотуванням) та полімеризацію підсилюючої композитної оболонки-бандажу в зоні зварювання.

Полімеризація композитної оболонки-бандажу в зоні зварювання виконується із застосуванням роз'ємної печі муфтового типу.

Дослідження впливу композиційної підсилюючої оболонки на довговічність посудин в умовах циклічних навантажень внутрішнім тиском виконано на моделі зварного циліндричного балона з товщиною стінки 3,5 мм, циліндрична частина якого підсилювалась

композиційним матеріалом. Результати циклічних випробувань сталевого зварного корпусу моделі труби під тиском 19,6 МПа з частотою 10 циклів/хв засвідчили, що максимальна кількість циклів, яку витримує корпус до розгерметизації (утворення втомної тріщини), не перевищує 2500×4000.

Посилення сталеві труби композитною оболонкою, як свідчать дані, наведені на рис. 5.5, сприяє підвищенню їх циклічної довговічності, яка зростає в міру збільшення товщини підсилюючої композитної оболонки. При однаковій зі сталеві трубою товщині композитної оболонки (3,6 мм), працездатність балонів в умовах циклічних навантажень зростає в 6-7 разів порівняно з працездатністю непідсиленої сталеві труби. При цьому майже вдвічі зростає міцність труби при статичному навантаженні.

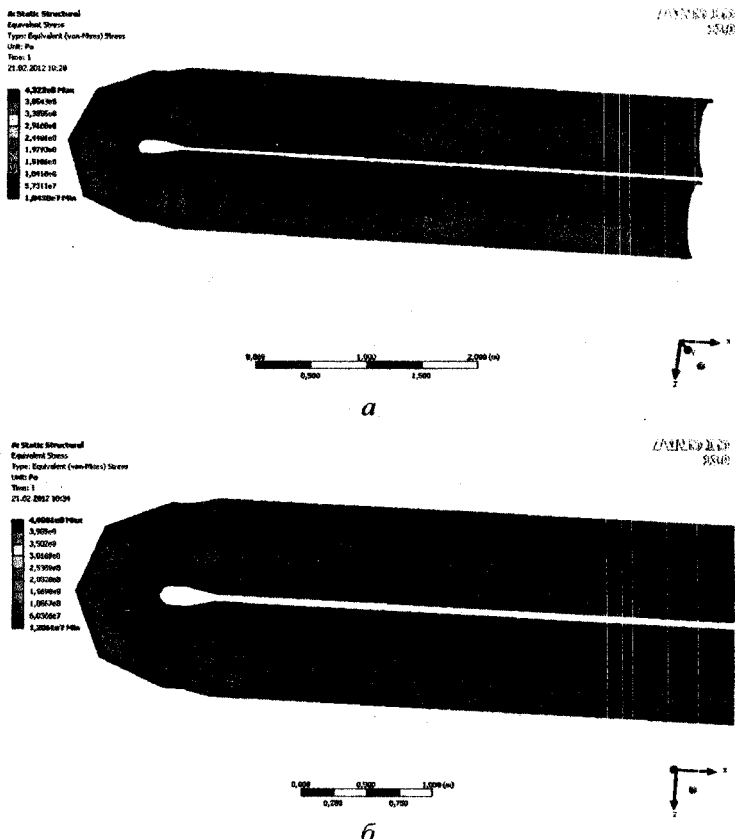


**Рисунок 5.5 – Залежність статичної міцності та циклічної довговічності конструкції від товщини підсилювальної композитної оболонки**

Отримані результати свідчать, що посилення сталевих труб дає змогу без збільшення товщини металу і за того ж робочого тиску підвищити їх працездатність в умовах циклічних навантажень в 6-7 разів, або збільшити робочий тиск майже у два рази.

Згідно з проведенням аналізом можливих марок сталей, які використовують для виготовлення магістральних трубопроводів, вибрано сталь 30ХМА з такими механічними характеристиками:  $\sigma_s = 800$  МПа,  $\sigma_{0,2} = 650$  МПа.

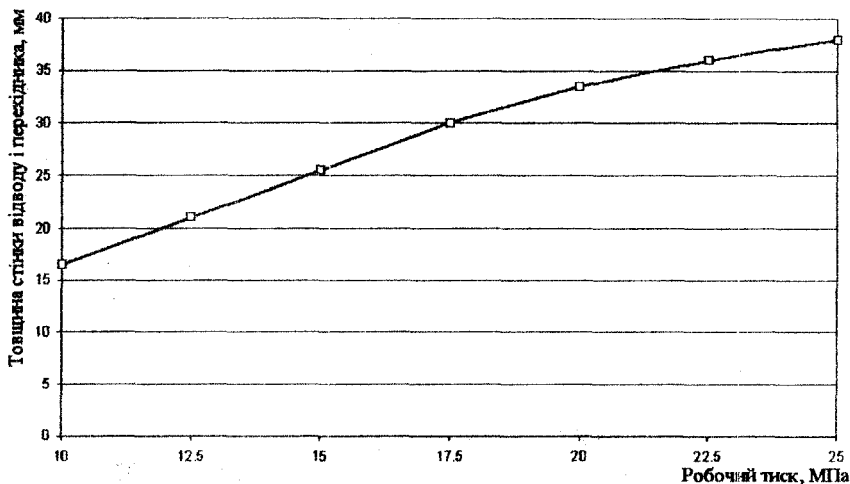
Розрахунок виконуємо згідно з вимогами до трубопроводів високого тиску за коефіцієнтом запасу  $K_s$ , [232]. Тоді, за умови  $K_s = 1,75$ , отримуємо  $[\sigma] = 457$  МПа. Проведено дослідження скінченно-елементної моделі (рис. 5.6), які дали можливість визначити залежність мінімально допустимої товщини стінки елементів модуля від робочого тиску (рис. 5.7).



*a* – робочий тиск 20 МПа, товщина стінки відводу і перехідника 33 мм;  
*б* – робочий тиск 25 МПа, товщина стінки відводу і перехідника 38 мм

**Рисунок 5.6 – НДС запропонованої конструкції трубопроводу з товщиною стінки основної труби 15 мм**





**Рисунок 5.7 – Залежність допустимої товщини стінки відводу і перехідника від робочого тиску**

Ефективність транспортування природного газу в CNG-модулях підтверджується наступними розрахунками.

Візьмемо для прикладу судно місткістю 2240 FEU і швидкістю 24 вузла (44,4 км/год.), який може одночасно перевозити у CNG-модулях понад 21 млн м<sup>3</sup> газу за атмосферного тиску.

За попередніми розрахунками [137] собівартість транспортування природного газу таким контейнеровозом на морській лінії порт Поті (Грузія) – Іллічівськ (Україна) довжиною 1042 км складе 25,18 USD/1000 м<sup>3</sup> або 2,42 USD/1000 м<sup>3</sup> на 100 км, що майже в 3 рази дешевше транспортування газу традиційною газотранспортною системою (середня ставка транзиту на газопроводах європейських країн є 7,04 USD/1000 м<sup>3</sup> на 100 км).

Отже, запропоновано та обґрунтовано нову ефективну конструкцію CNG-модуля для транспортування природного газу морськими шляхами.

### 5.3 Методологічні основи розрахунку коефіцієнту запасу міцності для забезпечення конструкційної надійності рухомого трубопроводу

Конструкційна надійність рухомого трубопроводу (РТ) за умовою міцності може бути визначена згідно з методами розрахунку відповідальних конструкцій на основі фізичної моделі "навантаження-опір навантаженню (міцність)". При цьому умовою забезпечення надійності є виконання нерівності:

$$Q \leq R, \quad (5.1)$$

де  $Q$  – значення параметра узагальненого навантаження;

$R$  – значення параметра узагальненого опору конструкції навантаженню.

Для рухомих трубопроводів блочної конструкції, довжина блоків якого досягає декілька десятків кілометрів, як основний показник надійності слід розглядати імовірність безвідмовної роботи.

Для фізичної моделі "навантаження-міцність" аналітичний вираз імовірності безвідмовної роботи  $P$  має вигляд:

$$P = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} f_R(R) f_Q(Q) dQ dS, \quad (5.2)$$

де  $f_R$  – густина розподілу параметра узагальненої міцності;

$f_Q$  – густина розподілу параметра узагальненого навантаження;

$S = R - Q$  – резерв несівної здатності.

Якщо прийняти нормальний закон розподілу навантаження і міцності, то вираз 5.2 можна записати у формі:

$$P = 1 - \Phi \left( - \frac{\bar{K} - 1}{\sqrt{\bar{K}^2 v_R^2 + v_Q^2}} \right), \quad (5.3)$$

де  $\Phi(U) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^U e^{-\frac{t^2}{2}} dt$  – функція нормального стандартного закону розподілу згідно з ГОСТ Р 50779.21;

$\bar{K} = \frac{\bar{R}}{Q}$  – математичне очікування коефіцієнта запасу (в подальшому – коефіцієнт запасу  $K$ );

$v_R$  – коефіцієнт варіації міцності;

$v_Q$  – коефіцієнт варіації навантаження.

Тоді значення коефіцієнта запасу при визначеній імовірності безвідмовної роботи ( $P$ ) обчислюють за рівнянням:

$$K = \frac{1 + U_P \sqrt{v_R^2 + v_Q^2 - (U_P v_R v_Q)^2}}{1 - (U_P v_R)^2}, \quad (5.4)$$

де  $U_P$  – квантиль нормального розподілу для визначеного рівня  $P$ .

Під час проектування ділянок магістральних газопроводів для забезпечення їх надійності в розрахунках міцності використовують проектні коефіцієнти запасу ( $K_{np}$ ), які вираховують згідно з СНиП 2.05.06-85\* [126] за рівнянням:

$$K_{np} = \frac{n \cdot k_1 \cdot k_n}{m}, \quad (5.5)$$

де  $n$  – коефіцієнт надійності за внутрішнім тиском;

$k_1$  – коефіцієнт надійності за матеріалом труб;

$k_n$  – коефіцієнт надійності за призначенням газопроводу;

$m$  – коефіцієнт умов роботи газопроводу.

Для оцінки надійності рухомого газопроводу за критерієм міцності формулу (5.1) можна записати у вигляді нерівності:

$$\sigma_{екв} \leq \sigma_B, \quad (5.6)$$

де  $\sigma_{екв} = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц} \times \sigma_n + \sigma_n^2}$  – максимальне значення еквівалентного напруження, МПа;

$\sigma_{кц}$  – максимальне значення кільцевих напружень, МПа;

$\sigma_n$  – максимальне значення поздовжніх (осьових) напружень, МПа;

$\sigma_B$  – мінімальне нормативне значення границі міцності матеріалу труби, МПа.

Враховуючи той факт, що визначальним чинником рівня напружено-деформованого стану елементів рухомого трубопроводу є внутрішній тиск стиснутого газу, нерівність (5.6) можна записати у вигляді:

$$P_{роб} \leq P_{руйн}, \quad (5.7)$$

де  $P_{роб}$  – максимальний робочий тиск, МПа;

$P_{руйн}$  – мінімальний руйнівний тиск, МПа.

Знаючи середнє значення навантаження  $\bar{P}_{роб}$ , розрахункові значення навантаження і міцності знаходять за формулами:

$$P_{роб} = k_{нс} \cdot \bar{P}_{роб}, \quad (5.8)$$

$$P_{руйн} = k_o \cdot \bar{P}_{роб}, \quad (5.9)$$

де  $k_{нс}$  – коефіцієнт перевантаження;

$k_o$  – коефіцієнт однорідності матеріалу.

Згідно з нормами СНиП 2.05.06-85\* [126] дані коефіцієнти для ділянки газопроводу можна визначити за рівнянням 5.5:

$$k_o = \frac{1}{k_1}, \quad (5.10)$$

$$k_{нс} = \frac{n \cdot k_n}{m}. \quad (5.11)$$

З точки зору теорії імовірності дані коефіцієнти визначають коефіцієнти варіації навантаження і міцності відповідно. Так, за правилом "трьох сігм":

$$v_R = \frac{1 - k_o}{3,1}, \quad (5.12)$$

$$v_Q = \frac{k_{нс} - 1}{3,1}. \quad (5.13)$$

Тоді, згідно з рівнянням 5.4, визначаємо розрахунковий коефіцієнт запасу залежно від визначеного рівня імовірності безвідмовної роботи трубопроводу:

$$K_{розр} = \frac{1 + \frac{U_P}{3,1} \sqrt{(1 - k_o)^2 + (k_{нс} - 1)^2} - \left(\frac{U_P}{3,1}\right)^2 (1 - k_o)^2 (k_{нс} - 1)^2}{1 - \left(\frac{U_P}{3,1}\right)^2 (1 - k_o)^2}. \quad (5.14)$$

Проектні розрахунки газопроводів проводять для імовірності безвідмовної роботи близько  $P = 0,99999$ . При цьому  $U_P = 4,27$ .

Враховуючи специфіку умов експлуатації рухомого трубопроводу, в першому наближенні  $k_{нс} = 1$ . Згідно з нормами СНиП

2.05.06-85\*  $k_o = \frac{1}{1,34}$ . Тоді  $K_{розр} = 1,56$ . Беручи до уваги досвід про-

ектування газопроводів, можна запропонувати  $K_{розр} = 1,75$ .

У зв'язку з тим, що економічні та екологічні наслідки потенційної аварії рухомого трубопроводу можуть бути дуже важкими, окрім визначення достатнього рівня коефіцієнта запасу, необхідно розробити обґрунтований комплекс технічних умов і заходів для забезпечення конструкційної надійності елементів РТ. Такий комплекс повинен охоплювати всі етапи "життя" РТ: проектування, виготовлення, експлуатація.

Особливістю проектування рухомого трубопроводу є новизна конструкції, що значно ускладнює даний етап з причини неможливості безпосереднього використання досвіду конструювання аналогів. Слід підкреслити, що закладений в конструкцію рухомого трубопроводу принцип блоковості має в цьому відношенні великі переваги. Це пов'язано з тим, що для забезпечення надійності конструкції достатньо розрахувати окремий блок та зв'язки між блоками. Обґрунтування конструктивних рішень з умов надійності окремих блоків наведено в працях [116, 152, 284].

## **5.4 Розрахунок міцності конічно-циліндричних елементів рухомих трубопроводів**

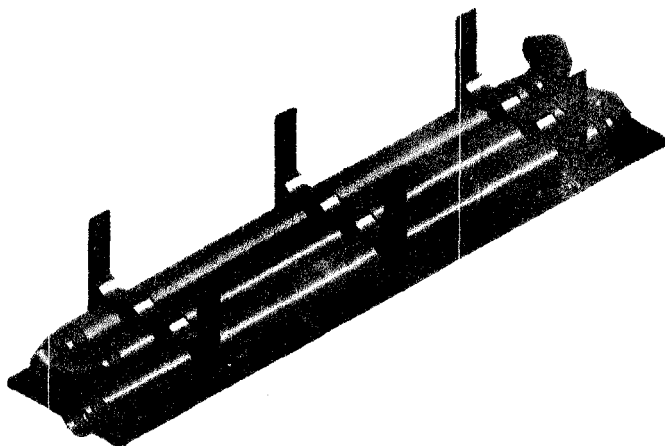
Для компонування рухомого трубопроводу при транспортуванні стиснутого природного газу використовуємо модульний просторовий змійовик (рис. 5.8). У конструкції просторового змійовика CNG-модуля одним із головних елементів є циліндр з переходом у конус (рис 5.9).

При морському транспортуванні стиснутого природного газу на всі конструктивні частини CNG-модуля (рухомий трубопровід, опори, деталі кріплення) діють різного статичні та динамічні навантаження. Розглянемо вплив внутрішнього тиску стиснутого газу на циліндричні та конічні елементи трубопроводу (рис. 5.10) [86].

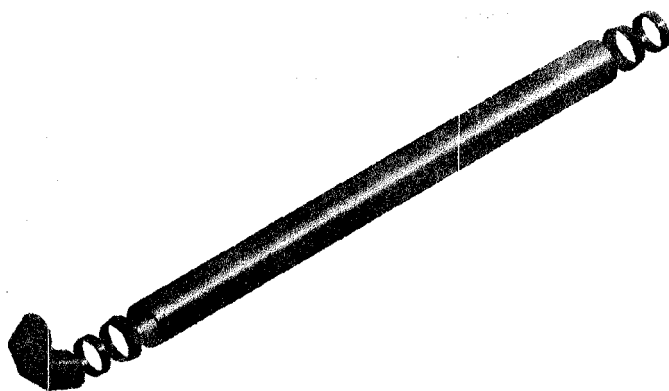
Метою даного дослідження є розрахунок міцності конічно-циліндричного елемента CNG-модуля при навантаженнях розрахованими тисками стиснутого газу 15, 20 та 25 МПа.

Для розрахунків приймаємо наступні вихідні дані:  $\delta_{ц}$ ,  $\delta_{к}$  – відповідно товщини циліндричної та конічної частин елемента рухомого

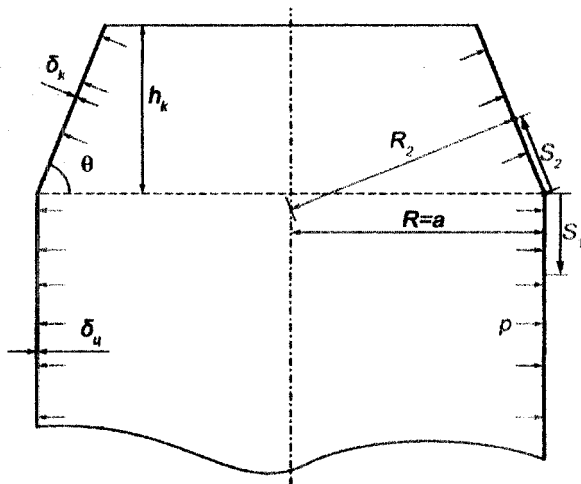
трубопроводу, м;  $E$  – модуль пружності матеріалів конічно-циліндричного елемента (виготовляються з однакового матеріалу), Па;  $\mu$  – коефіцієнт поперечної деформації матеріалу;  $R$  – радіус циліндричної частини елемента, м;  $\theta$  – кут нахилу твірної конусної частини елемента, градус;  $p$  – розрахунковий тиск стиснутого газу, Па.



**Рисунок 5.8 – Модульний просторовий змійовик рухомого трубопроводу**



**Рисунок 5.9 – Схема конічно-циліндричного елемента CNG-модуля**



**Рисунок 5.10 – Ескіз конічно-циліндричного елемента CNG-модуля**

Прийняті позначення:  $R_1, R_2$  – головні радіуси кривизни елемента CNG-модуля ( $R_1$  – радіус кривизни меридіана елемента модуля,  $R_2$  – відрізок від нормалі до поверхні оболонки від осі її обертання), м;  $R$  – головний радіус кривизни для випадків, коли оболонка має один радіус кривизни або  $R_1 = R_2$ , м;  $T_{1.Ц}, T_{1.К}$  – відповідно меридіональні зусилля в циліндричній і конусній частинах елемента модуля, Н/м;  $T_{2.Ц}, T_{2.К}$  – відповідно кільцеві зусилля в циліндричній і конусній частинах елемента, Н/м;  $M_{1.Ц}, M_{1.К}$  – відповідно меридіональні моменти в циліндричній та конусній частинах елемента, Н;  $M_{2.Ц}, M_{2.К}$  – відповідно кільцеві моменти в циліндричній і конусній частинах елемента, Н;  $\sigma_{T1.Ц}, \sigma_{T1.К}$  – відповідно ланцюгові напруження в циліндричній і конусній частинах елемента, Па;  $\sigma_{T2.Ц}, \sigma_{T2.К}$  – відповідно мембранні напруження в циліндричній і конусній частинах елемента, Па;  $\sigma_{M1.Ц}, \sigma_{M2.Ц}, \sigma_{M1.К}, \sigma_{M2.К}$  – відповідно згинальні напруження в циліндричній і конусній частинах елемента, Па;  $\sigma_{1P.Ц}, \sigma_{2P.Ц}, \sigma_{1P.К}, \sigma_{2P.К}$  – відповідно головні розтягуючі напруження в циліндричній і конусній частинах елемента, Па;  $\sigma_{1Ж.Ц}, \sigma_{2Ж.Ц}, \sigma_{1Ж.К}, \sigma_{2Ж.К}$  – відповідно головні стискаючі напруження в циліндричній і конусній частинах елемента, Па.

Спочатку визначаємо основні вихідні залежності для циліндричної частини елемента CNG-модуля, використовуючи розрахункову схему та формули [60, 85]:

$$T_{1,Ц} = p \frac{R}{2}, \quad (5.15)$$

$$T_{2,Ц} = (C'_1 \cos \beta_{Ц} - C''_1 \sin \beta_{Ц}) \cdot e^{-\beta_{Ц}} + pR, \quad (5.16)$$

$$M_{1,Ц} = -c_{Ц} (C''_1 \cos \beta_{Ц} + C'_1 \sin \beta_{Ц}) \cdot e^{-\beta_{Ц}}, \quad (5.17)$$

$$M_{2,Ц} = \mu M_{1,Ц}, \quad (5.18)$$

$$\Delta_{X,Ц} = \frac{R}{E\delta_{Ц}} (C'_1 \cos \beta_{Ц} - C''_1 \sin \beta_{Ц}) \cdot e^{-\beta_{Ц}} + p \frac{R^2}{2E\delta_{Ц}} (2 - \mu), \quad (5.19)$$

$$Q_{X,Ц} = \sqrt{\frac{c_{Ц}}{2R}} ((C'_1 - C''_1) \cos \beta_{Ц} - (C'_1 + C''_1) \sin \beta_{Ц}) \cdot e^{-\beta_{Ц}}, \quad (5.20)$$

$$U_{Ц} = \frac{1}{E\delta_{Ц}} \sqrt{\frac{R}{2c_{Ц}}} ((C'_1 - C''_1) \cos \beta_{Ц} + (C'_1 + C''_1) \sin \beta_{Ц}) \cdot e^{-\beta_{Ц}}, \quad (5.21)$$

де  $c_{Ц} = \frac{\delta_{Ц}}{\sqrt{12 \times (1 - \mu^2)}}$ ;  $\beta_{Ц} = \sqrt[4]{3 \times (1 - \mu^2)} \times \frac{S_1}{\sqrt{R \times \delta_{Ц}}}$ ;  $C'_1$ ;  $C''_1$  – постійні інтегрування.

Для конічної частини елемента CNG-модуля розрахункові залежності мають такий вигляд:

$$T_{1,K} = \sqrt{\frac{c_K}{2R_2}} \operatorname{ctg}(\theta) ((C''_2 - C'_2) \cos \beta_K + (C'_2 - C''_2) \sin \beta_K) \times e^{\beta_{Ц}} + p \frac{R_2}{2}, \quad (5.22)$$

$$T_{2,K} = (C'_2 \cos \beta_K + C''_2 \sin \beta_K) \cdot e^{\beta_{Ц}} + pR_2, \quad (5.23)$$

$$M_{1,K} = -c_K (C''_2 \cos \beta_K - C'_2 \sin \beta_K) \cdot e^{\beta_{Ц}}, \quad (5.24)$$

$$M_{2,K} = \mu M_{1,K}, \quad (5.25)$$

$$\Delta_{X,K} = \frac{R_2 \sin \theta}{E\delta_K} (C'_2 \cos \beta_K + C''_2 \sin \beta_K) \cdot e^{\beta_{Ц}} + p \frac{R_2^2 \sin \theta}{2E\delta_{Ц}} (2 - \mu), \quad (5.26)$$



$$Q_{X,K} = -\sqrt{\frac{c_K}{2R_2}} \frac{1}{\sin \theta} ((C_1'' - C_1') \cos \beta_K - (C_2' + C_2'') \sin \beta_K) \times \\ \times e^{\beta_{Ц}} + p \frac{R_2}{2} \cos \theta, \quad (5.27)$$

$$U_K = \frac{-1}{E \delta_K} \sqrt{\frac{R_2}{2c_K}} ((C_2' + C_2'') \cos \beta_K + (C_2'' - C_2') \sin \beta_K) \cdot e^{\beta_{Ц}}, \quad (5.28)$$

де  $\theta = \text{const}$ ;  $C_K = \frac{\delta_K}{\sqrt{12(1-\mu^2)}}$ ;  $R_2 = \frac{a}{\sin \theta} - S_2 \text{ctg} \theta$ ;  $a = R$ ;

$\beta_K = \frac{2\sqrt{3(1-\mu^2)}}{\sqrt{\delta_K} \times \text{ctg} \theta} \left( \sqrt{\frac{a}{\sin \theta} - S_2 \text{ctg} \theta} - \sqrt{\frac{a}{\sin \theta}} \right)$ ;  $C_2'$ ;  $C_2''$  – постійні інтегрування.

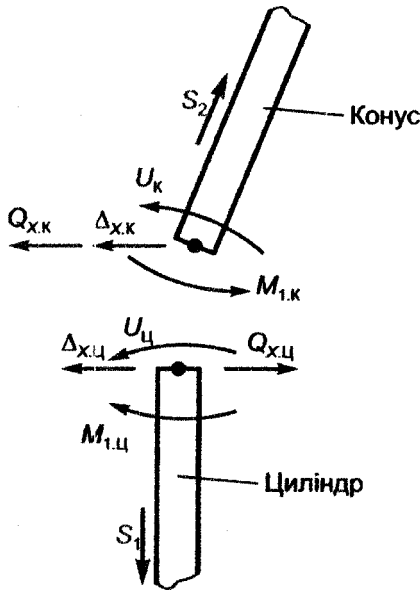


Рисунок 5.11 – Схема стискування циліндричної і конічної частин елемента CNG-модуля

Приймаємо основні граничні умови для конічної-циліндричного елемента CNG-модуля: рівність кутів повороту ( $U$ ), моментів ( $M_1$ ), радіальних зусиль ( $Q_X$ ) та радіальних переміщень ( $\Delta_X$ ):

$$\Delta_{X.K} = \Delta_{X.Ц}, U_K = U_{Ц}; Q_{X.K} = Q_{X.Ц}, M_{1.K} = M_{1.Ц}, \quad (5.29)$$

де  $\Delta_{X.K}$ ;  $\Delta_{X.Ц}$  – відповідно радіальні переміщення циліндричної і конусної частин елемента, м;

$U_K$ ;  $U_{Ц}$  – відповідно кути повороту циліндричної і конусної частин елемента, рад;

$Q_{X.K}$ ;  $Q_{X.Ц}$  – відповідно радіальні зусилля в циліндричній і конусній частинах елемента, Н/м;

$M_{1.K}$ ;  $M_{1.Ц}$  – відповідно меридіональні моменти в циліндричній і конусній частинах елемента, Н.

Визначаємо основні значення деформаційних і силових компонентів на початку циліндричної частини елемента при  $S_1 = 0$ ,  $\beta_{Ц} = 0$ :

$$\Delta_{X.Ц} = \frac{R}{E\delta_{Ц}} C'_1 + p \frac{R^2}{2E\delta_{Ц}} (2 - \mu), \quad U_{Ц} = \frac{1}{E\delta_{Ц}} \sqrt{\frac{R}{2c_{Ц}}} (C'_1 + C''_1), \quad (5.30)$$

$$Q_{X.Ц} = \sqrt{\frac{c_{Ц}}{2R}} (C'_1 - C''_1), \quad M_{1.Ц} = -c_{Ц} C''_1, \quad (5.31)$$

$$\text{де } c_{Ц} = \frac{\delta_{Ц}}{\sqrt{12(1 - \mu^2)}}.$$

Тоді деформаційні та силові компоненти на початку конічної частини елемента при  $S_2 = 0$ ,  $\beta_K = 0$ :

$$\begin{aligned} \Delta_{X.K} &= \frac{R_2 \sin \theta}{E\delta_K} C'_2 + p \frac{R_2^2 \sin \theta}{2E\delta_K} (2 - \mu) = \\ &= \frac{R}{E\delta_K} C'_2 + p \frac{R^2}{2E\delta_K \sin \theta} (2 - \mu), \end{aligned} \quad (5.32)$$

$$U_K = \frac{-1}{E\delta_K} \sqrt{\frac{R_2}{2c_K}} (C'_2 + C''_2), \quad (5.33)$$

$$Q_{X.K} = -\sqrt{\frac{c_K}{2R_2}} \frac{1}{\sin \theta} (C'_2 - C''_2) + p \frac{R_2}{2} \cos \theta, \quad (5.34)$$

$$M_{1.K} = -c_K C''_2, \quad (5.35)$$

$$\text{де } c_K = \frac{\delta_K}{\sqrt{12(1 - \mu^2)}}; \quad R_2 = \frac{R}{\sin \theta}.$$

Якщо підставити рівняння (5.30-5.35) в граничні умови (5.29), отримаємо систему чотирьох рівнянь, необхідних для визначення невідомих інтегрування  $C'_1$ ;  $C''_1$ ;  $C'_2$ ;  $C''_2$ :

$$\begin{aligned} \frac{1}{\delta_K C'_2} + p \frac{R}{2\delta_K \sin \theta} (2-\mu) &= \frac{1}{\delta_{Ц}} C'_1 + p \frac{R}{2\delta_{Ц}} (2-\mu), \\ \frac{-1}{\delta_K} \sqrt{\frac{1}{2c_K \sin \theta}} (C'_2 + C''_2) &= \frac{1}{\delta_{Ц}} \sqrt{\frac{1}{2c_{Ц}}} (C'_1 + C''_1), \\ -\sqrt{\frac{c_K}{2 \sin \theta}} (C''_2 - C'_2) + p \frac{R\sqrt{R}}{2} \operatorname{ctg} \theta &= -\sqrt{\frac{c_{Ц}}{2}} (C'_1 - C''_1). \end{aligned} \quad (5.36)$$

$$c_K C''_2 = c_{Ц} C''_1.$$

Розв'язок системи рівнянь (5.36) дає можливість визначити постійні значення інтегрування:

$$C''_2 = \frac{-(\psi_3 \psi_2 \psi_5 + \psi_4 \psi_1 + \psi_2 \psi_1 - \psi_3)}{(\psi_4 - \psi_2)(\psi_5^2 + 1) + 2\psi_5(1 - \psi_4 \psi_2)}, \quad (5.37)$$

$$C'_1 = \psi_5 C''_2, \quad (5.38)$$

$$C'_1 = \frac{C''_1 + \psi_2 \psi_1 - \psi_2 C''_2}{\psi_2 \psi_5 - 1}, \quad (5.39)$$

$$C'_2 = \psi_5 C'_1 - \psi_1, \quad (5.40)$$

де 
$$\psi_1 = p \frac{R}{2} (2-\mu) \left( \frac{1}{\sin \theta} - \frac{\delta_K}{\delta_{Ц}} \right); \quad \psi_2 = -\frac{\delta_K}{\delta_{Ц}} \sqrt{\frac{\delta_{Ц}}{\delta_K \sin \theta}};$$

$$\psi_3 = p \frac{R\sqrt{R}}{\sqrt{2c_{Ц}}} \operatorname{ctg} \theta; \quad \psi_4 = \sqrt{\frac{\delta_K}{\delta_{Ц} \sin \theta}}; \quad \psi_5 = \frac{\delta_K}{\delta_{Ц}}.$$

Визначивши постійні інтегрування, підставляємо їх в рівняння (5.15-5.21) – для циліндричної частини елемента та в рівняння (5.22-5.28) – для конічної частини елемента. Отримаємо значення силових характеристик в будь-якій точці, що лежать на осі  $S_1$  або на осі  $S_2$ .

Визначаємо значення головних напружень та їх складових:

а) для циліндричної частини елемента CNG-модуля:

$$\sigma_{1P.Ц} = \sigma_{T1.Ц} + \sigma_{M1.Ц}; \quad \sigma_{2P.Ц} = \sigma_{T2.Ц} + \sigma_{M2.Ц};$$

$$\sigma_{1Ж.Ц} = \sigma_{T1.Ц} - \sigma_{M1.Ц}; \quad \sigma_{2Ж.Ц} = \sigma_{T2.Ц} - \sigma_{M2.Ц},$$

$$\text{де } \sigma_{T1.Ц} = \frac{T_{1.Ц}}{\delta_{Ц}}; \sigma_{T2.Ц} = \frac{T_{2.Ц}}{\delta_{Ц}}; \sigma_{M1.Ц} = \frac{6M_{1.Ц}}{\delta_{Ц}^2}; \sigma_{M2.Ц} = \frac{6M_{2.Ц}}{\delta_{Ц}^2}.$$

б) для конічної частини елемента CNG-модуля:

$$\sigma_{1P.K} = \sigma_{T1.K} + \sigma_{M1.K}; \sigma_{2P.K} = \sigma_{T2.K} + \sigma_{M2.K};$$

$$\sigma_{1Ж.K} = \sigma_{T1.K} - \sigma_{M1.K}; \sigma_{2Ж.K} = \sigma_{T2.K} - \sigma_{M2.K},$$

$$\text{де } \sigma_{T1.K} = \frac{T_{1.K}}{\delta_K}; \sigma_{T2.K} = \frac{T_{2.K}}{\delta_K}; \sigma_{M1.K} = \frac{6M_{1.K}}{\delta_K^2}; \sigma_{M2.K} = \frac{6M_{2.K}}{\delta_K^2}.$$

Значення розрахованих головних напружень, що виникають в елементах CNG-модуля, повинні бути меншими за межу плинності матеріалу трубопроводу  $\sigma_T$ :

$$\sigma_1 n \leq \sigma_T; \sigma_2 n \leq \sigma_T$$

де  $n$  – коефіцієнт запасу міцності матеріалу елемента CNG-модуля.

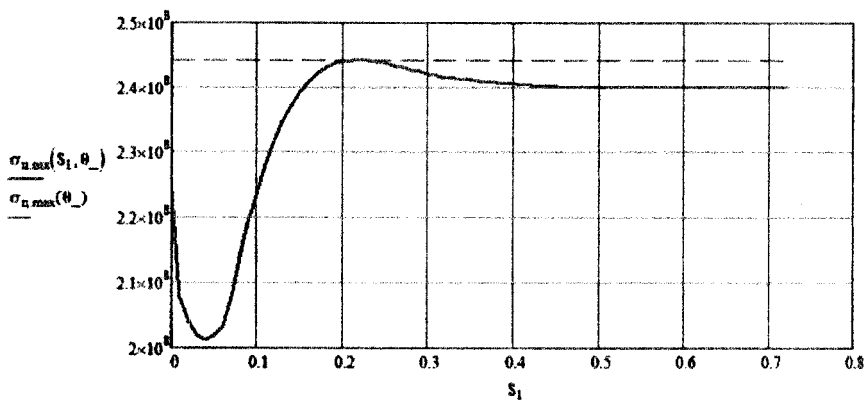
У результаті отриманих залежностей розроблено алгоритм розрахунку для визначення числових значень, проаналізовано отримані результати і на основі цього отримано основні рекомендації до проектування елементів рухомого трубопроводу.

Результати розрахунку отримано за таких вихідних даних:  $R = 0,31; 0,36; 0,41$  м;  $\theta = 77,8^\circ$ ;  $\mu = 0,28$ ;  $p = 15; 20; 25$  МПа;  $\delta_{Ц} = 30 \times 10^{-3}$  м;  $\delta_K = 30 \times 10^{-3}$  м;  $E = 2 \times 10^{11}$  Па (рис. 5.12, 5.13).

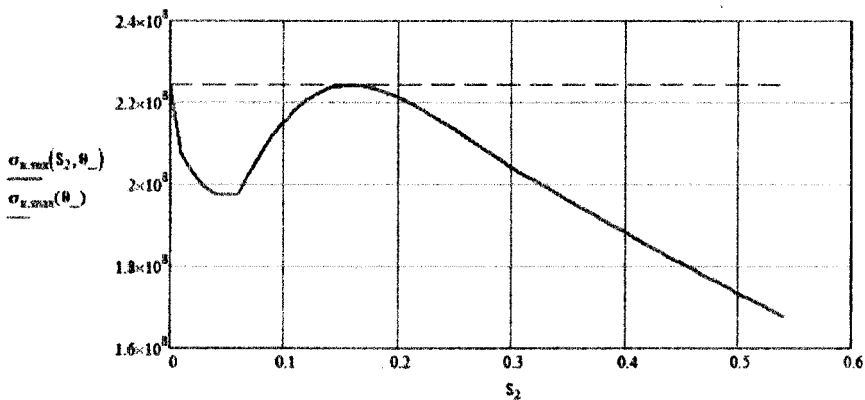
За допомогою отриманих аналітичних залежностей можна проаналізувати вплив кута нахилу твірної конуса  $\theta$ , на максимальні статичні та динамічні напруження, що виникають у конічно-циліндричних елементах CNG-модулів для транспортування стиснутого природного газу (рис. 5. 14).

Із рисунка (5.14) видно, що при  $\theta < 79^\circ \dots 80^\circ$  в місці зварювання циліндричної та конічної частин елемента CNG-модуля виникають скачки напружень, причому чим менший кут, тим скачки напружень більші.

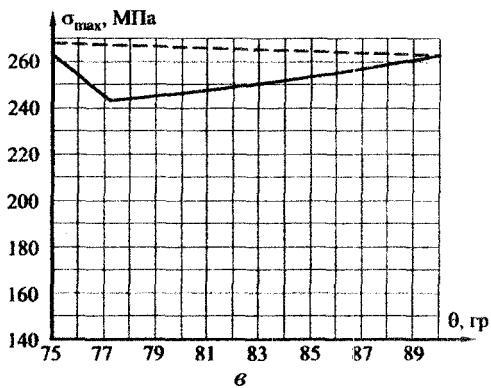
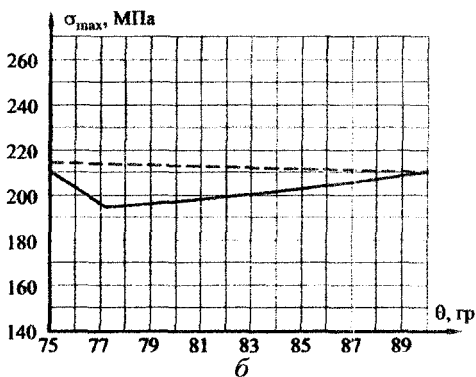
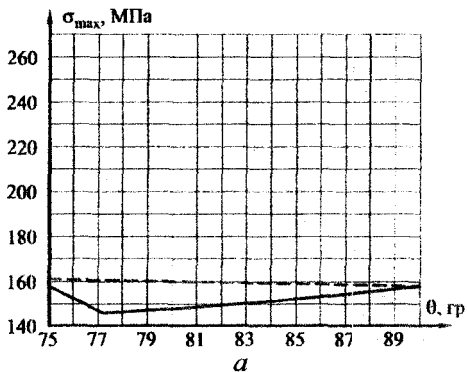
Аналіз проведених розрахунків [86, 136] дозволяє сформулювати основні вимоги та рекомендації щодо проектування конічно-циліндричних елементів CNG – модулів: кут нахилу твірної конусної частини ( $\theta$ ) повинен бути більшим  $80^\circ$ , що дозволить зменшити значення напружень та запобігти виникненню тріщиноутворення та поширенню тріщин у сталях труб газопроводів, що в кінцевому результаті зменшить негативний вплив на навколишнє середовище.



**Рисунок 5.12 – Максимальні напруження в циліндричній частині елемента CNG-модуля**

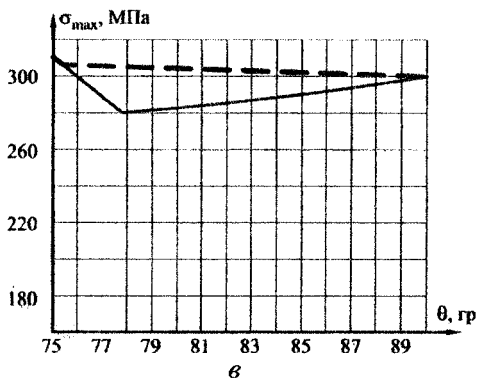
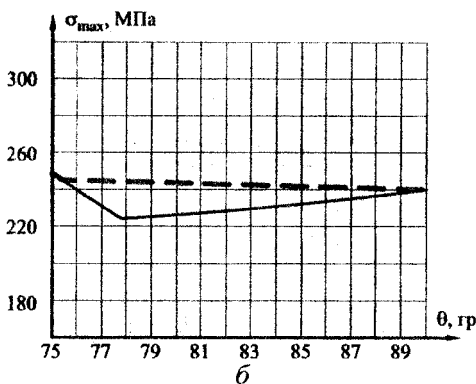
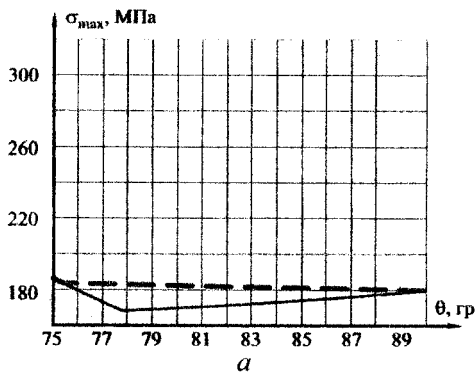


**Рисунок 5.13 – Максимальні напруження в конічній частині елемента CNG-модуля**



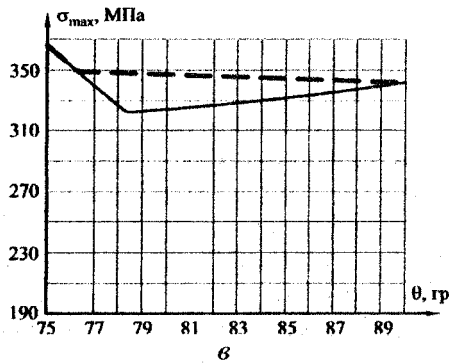
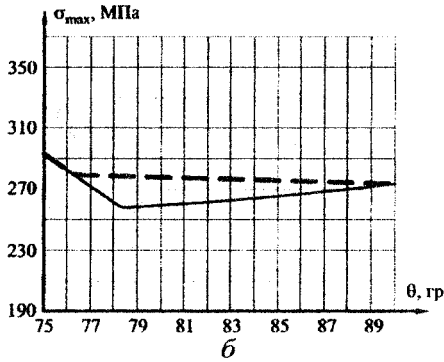
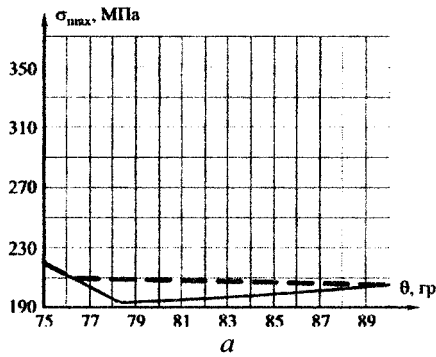
*a* – 15 МПа; *б* – 20 МПа; *в* – 25 МПа

**Рисунок 5.14 – Сумісний графік максимальних напружень в елементі CNG-модуля (діаметр труби 630 мм)**



*a – 15 МПа; б – 20 МПа; в – 25 МПа*

**Рисунок 5.15 – Сумісний графік максимальних напружень в елементі CNG-модуля (діаметр труби 720 мм)**



*a* – 15 МПа, *б* – 20 МПа, *в* – 25 МПа

**Рисунок 5.16 – Сумісний графік максимальних напружень в елементі CNG-модуля (діаметр труби 820 мм)**



## 5.5 Вибір матеріалів для виготовлення елементів рухомого трубопроводу з метою його безпечної експлуатації

CNG-технології відносяться до найбільш наукоємних технологій, і їх реалізація пов'язана з необхідністю вирішення цілого комплексу наукових проблем. Тут в першу чергу виникає питання, забезпечення надійності експлуатації елементів обладнання („рухомого трубопроводу”) для перевезення газу в умовах циклічного навантаження внутрішнім тиском до 25 МПа та різких перепадів температури [194].

У зв'язку з цим, необхідно розробити методичні рекомендації для забезпечення надійності рухомого трубопроводу на стадіях його проектування, виготовлення та експлуатації.

Рухомий трубопровід – довгомірний трубопровід, конструктивно складений зі стандартних газопровідних труб, з'єднаних електрозварюванням через стандартні відводи і розміщений у модулі, який має геометричні розміри 40-футового морського контейнеру.

Основним завданням на стадії проектування є вибір і обґрунтування елементів рухомого трубопроводу з метою забезпечення надійної та безпечної їх експлуатації у визначених умовах.

Аналіз літературних даних [36, 50, 81, 90, 206] засвідчує, що останнім часом при виробництві труб широко застосовують новітні технології, які забезпечують ефективну і безпечну роботу магістральних газопроводів при підвищених тисках (9,8-14,0 МПа), високі характеристики зварюваності сталі, високу міцність сталі ( $\sigma_B$ ,  $\sigma_{0,2}$ ) і підвищений опір в'язкому руйнуванню (високі характеристики статичної тріщиностійкості ( $K_C$ ) та ударної в'язкості ( $KCV$ )).

Якщо прямошовні труби для будівництва об'єктів газової галузі почали застосовувати з середини XIX століття, то використання спіральшовних труб почалось тільки в 60-х роках минулого століття. Це пояснюється незадовільною на той час якістю формування та зварювання. Лише з освоєнням двостороннього електродугового зварювання під флюсом удалося одержати високоякісне зварне з'єднання спіральшовної труби, яке було адекватне зварному з'єднанню прямошовної. Покращення технології прокатки вихідної заготовки, удосконалення машин і механізмів, застосування ефективних зварних технологій, а також використання сучасних методів і засобів неруйнівного контролю дозволили підвищити статус спіральшовної труби.

На даний час спіральношовні труби великого діаметру виготовляються практично в усіх розвинutih країнах. Їх якість не викликає заперечень, оскільки достатньо тривалий термін експлуатації газопроводів із спіральношовних труб, які вперше при будівництві магістральних газопроводів високого тиску стали використовувати біля 50 років тому в США, Канаді та Німеччині, дозволяє зробити висновок про високий рівень їх надійності [237].

Відомо [36], що при будівництві трубопроводів високого тиску (10 МПа і більше) ефективно використовувати труби із сталей високого класу міцності X70, X80 і X100. На сьогодні значна частина трубних заводів Європи, Північної Америки і Японії виготовляють труби такого класу міцності.

Останнім часом, на теренах пострадянського простору, ряд російських та українських підприємств – Віксунський металургійний комбінат, Волзький і Іжорський трубні заводи, а також Харцизький трубний завод спільно з інститутом електрозварювання ім. Е. О. Патона проводять пошукові та дослідні роботи із впровадження виробництва труб із сталі класу X80. Крім того, на Харцизькому трубному заводі проводять дослідження якості основного металу та зварних з'єднань двошовних труб із сталі X80 з товщиною стінки до 25 мм, уточнення технології зварювання для забезпечення вимог замовника. Труби виготовляють із сталевого прокату виробництва ПАТ „МК „Азовсталь”.

У Росії вперше застосування труб цього класу використано при прокладанні газопроводу високого тиску (11,8 МПа) „Бованенково-Ухта”.

Спіральношовні труби не тільки є еквівалентною заміною прямошовних, але і додатково мають ряд переваг:

- не вимагається калібрувальних процедур (холодного експандування або калібрування на вальцях);

- механічні характеристики відповідають показникам вихідного металу, в той час як результатом калібрувальних процедур є зменшення пластичності і в'язкості, тому спіральношовні труби більш надійні;

- при здійсненні вигину спіральношовних труб в польових умовах, що є загальноприйнятою світовою практикою, немає необхідності контролювати положення зварного шва;

- орієнтація зварного шва і напрямок прокатки рулону є надзвичайно сприятливі відносно головних діючих напружень.

Будівництво трубопроводів високого тиску з використанням товстостінних труб вимагало вирішення проблеми зменшення металоемкості завдяки використанню трубних сталей більш високого класу міцності (X80, X100).

За кордоном сталь класу міцності X80 створювалась на базі випробувань, спрямованих в основному на максимальне збільшення впливу ніобію через підвищення прогартованості сталі, одержання більш сильного дисперсного зміцнення фериту карбідами ніобію.

Сталь X80 добре зварюється. Завдяки тому, що зміцнення здійснюється за допомогою ніобію, а не титана, ефективно використання не тільки дугових методів зварювання, але і стикового контактного зварювання оплавленням. Разом з тим при зварюванні в зоні термічного впливу спостерігається деяке послаблення („зміцнення”), тобто зниження характеристик міцності ( $\sigma_B$ ,  $\sigma_{0,2}$ ) і пониження показників ударної в'язкості. Однак величина цього пониження є в межах допустимого і суттєво не впливає на надійність з'єднання.

Технологія виготовлення листового металу для труб із сталі класу міцності X80 впроваджена на переважній більшості підприємств Європи, Північної Америки и Японії. На загал система легування і технологічна концепція зміцнення на усіх заводах однакові. На даний час не існує вагомих аргументів проти використання цих труб для будівництва нових трубопроводів, що експлуатуватимуться під тиском понад 10 МПа. Зауважимо, що добрі результати при експлуатації газопроводів, змонтованих із високоміцних труб (сталь E550) були одержані в Західній Європі і Канаді.

За кордоном були виготовлені і успішно випробувані експериментальні труби із сталі класу міцності X100, які рекомендують використовувати для роботи під тиском понад 15 МПа. В основі їх виробництва лежить описана вище концепція виготовлення сталі класу міцності X80. До складу сталі класу міцності X100, крім ніобію, входять молібден, нікель і мідь. Випробування показали, що досягнутий рівень в'язкості, міцності і плинності відповідає вису- нутим вимогам.

Досвід застосування труб із сталей класу міцності X80 показав, що будівництво газопроводів із труб класу міцності X80-X100 економічно доцільно. Особливо ефективно виготовляти з цих сталей труби для будівництва протяжних газопроводів високого тиску (10-15 МПа) [118].

Обґрунтування застосування труб підвищеної якості, які забезпечують стабільну, тривалу і безпечну експлуатацію газопроводів з робочим тиском вимагає застосування сучасних критеріїв оцінювання працездатності – характеристик статичної тріщиностійкості металу в конструкції труби. Спеціалісти ВНИИСТ (Росія) із застосуванням методики проведення натурних випробувань фрагментів труб з поздовжніми надрізами (тріщиноподібними дефектами), що ініціювали руйнування, здійснили визначення характеристик статичної тріщиностійкості металу спіральних та прямошовних труб [36, 50].

Причому, в роботі [50] випробовували труби (1020×14 мм та 1220×16 мм, сталь 10Г2ФБ) класу міцності К60, що відповідає сталі класу міцності Х70, а в роботі [36] були проведені натурні випробування експериментальних труб (1220×15 мм) класу міцності Х100, що приблизно відповідає класу міцності К80. Встановлено, що руйнування труб проходило по в'язкому механізму при плосконапруженому стані металу у зоні руйнування (пластична деформація потоншення кромки розриву у надрізі і у вершині наскрізної тріщини складає  $\xi = - (35 \times 40)\%$ ). Причому, для сталі класу міцності Х70, критичний коефіцієнт інтенсивності напружень ( $K_C$ ) спіральних та прямошовних труб змінювався в межах  $K_C = 440 \div 466 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$ , що співпадає з рівнем ( $K_C$ ) для прямошовних труб аналогічного класу. Для експериментальної сталі класу міцності Х100, критичний коефіцієнт інтенсивності напружень був рівний  $K_C = 593 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$ . Зауважимо, що згідно з вимогами до труб класу міцності Х100 вищої категорії якості, встановлено мінімальне значення критичного коефіцієнта інтенсивності напружень на рівні  $K_C^{\text{min}} = 400 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$ . Зауважимо, що при проектуванні газопроводів із нових труб при інших рівних умовах розрахункова товщина стінки труби зменшиться на 5-10 % [36].

У 2007 році спеціалістами російських інститутів ВНИИГАЗ, РосНИТИ, ЦНИИЧерМет були проведені полігонні повномасштабні порівняльні пневматичні випробування спіральних та прямошовних труб 1420×21,6 мм, які були виготовлені на Волзькому трубному заводі із сталі контрольованого вальцювання (прокатки) класу міцності Х70 [206]. Був змонтований газопровід довжиною 164 м, який включав фрагмент прямошовної (розгінної) труби довжиною 6 м до протилежних країв якої були приварені досліджувані

ділянки із трьох спіральшовних та трьох прямошовних труб. Розповсюдження тріщини з високою швидкістю в „розгінній” трубі ініціювалось кумулятивним зарядом. Газопровід був розміщений в траншеї і засипаний ґрунтом на всю довжину за винятком „розгінної” труби. Випробування проводили при досягненні в трубі робочого тиску 9,8 МПа та температурі  $T = -10$  °С. Проведені випробування засвідчили, що спіральшовні труби 1420×21,6 мм класу міцності X70, які виготовлені із сталі контрольованого вальцювання (прокатки), володіють високою здатністю перешкоджати поширенню протяжного в’язкого руйнування, що є гарантією високої надійності газопроводів з робочим тиском 9,8 МПа.

Слід однак зауважити, що при виборі матеріалу для газопровідних труб та для оцінки їх роботоздатності при довготривалому впливу експлуатаційних навантажень, результати порівняльних натурних випробувань фрагментів труб з поздовжніми надрізами для визначення статичної тріщиностійкості при розвитку тріщини в осьовому напрямку в умовах плоского напруженого стану необхідно доповнити результатами випробувань металу труб та зварних з’єднань для визначення характеристик циклічної тріщиностійкості ( $C$ ,  $n$ ,  $\Delta K_{th}$ ,  $\Delta K_{fc}$  – параметрами рівняння Паріса [208, 291, 292]) [50, 81, 122].

Порівняльні повномасштабні випробування впливу (від нульових  $R = 0$ ) еквівалентних робочих втомних навантажень на міцність дефектних (однакові надрізи в біляшовній зоні на внутрішній стінці труби) зварних швів спіральшовних та прямошовних труб [81] дозволили оцінити інкубаційний період зародження тріщин, їх розвиток від порогових до критичних розмірів та умови утворення наскрізних тріщин, тобто втрату герметичності труби (утворення свища).

За даними експериментальних досліджень дефектна прямошовна труба витримала 1627 циклів, а дефектна спіральшовна – 4407 циклів навантаження до утворення свища. Таким чином, при еквівалентних ( $c/l = 0,7$ ;  $l = 450$  мм) дефектах зварного шва циклічна довговічність спіральшовної труби в 2,7 рази вища ніж у прямошовної. Це пояснюється тим, що спіральний шов через свою орієнтацію відносно головних напружень у трубі перебуває в менш навантаженому (більш оптимальному) стані, ніж поздовжній [81].

Статична тріщиностійкість спіральшовної труби в 1,7 рази більша ніж прямошовної, оскільки критична глибина дефекту (при рівній довжині) спірального шва в 1,5-3 рази більша, ніж для пря-

мошовної [81]. Зауважимо, що одержаний експериментальний результат повністю узгоджується з результатами аналітично-чисельної оцінки умов руйнування довільно орієнтованих ненаскрізних тріщиноподібних дефектів [121].

Разом з тим, випробування на базі 10000 віднульових циклів з амплітудою еквівалентною величині робочого тиску бездефектних спіральношовних та прямошовних труб не привело до їх руйнування [81].

Таким чином, для забезпечення надійної та безпечної працездатності „рухомого трубопроводу” в заданих умовах експлуатації пропонується:

— як конструктивні елементи „рухомого трубопроводу” використовують секції спіральношовної труби, з'єднані електрозварюванням через стандартні відводи, що укладаються в модуль, який має геометричні розміри і конструкцію посадкових елементів, відповідно адаптовані до 40-футового морського контейнеру.

— враховуючи велику перспективність технологій гібридного зварювання товстостінних труб високого класу міцності X100 [192], пропонується використати розроблену ІЕЗ імені Є. О. Патона технологію і обладнання для гібридного зварювання труб, яка передбачає зварювання потовщеного кореня шва стиковим контактним зварюванням оплавленням з наступним заповненням розгортки шва порошковим самозахисним дротом.

— використовувати спіральношовні труби 1020×25,8 мм виготовлені (на Харцизькому трубному заводі) із сталі високого класу міцності API X100.

## **5.6 Використання методу витіснення азотом для безпечної експлуатації рухомого трубопроводу**

У процесі введення в експлуатацію газопроводів, якими оснащені судна-контейнеровози постає питання вибору раціонального способу продування газопроводу. Фактично слід вирішити комплекс складних завдань, пов'язаних з витісненням із труби повітря, води, ґрунту, пилу тощо. Застосувати класичний спосіб, шляхом пропуску очисного поршня, в умовах судна-контейнеровозу неможливо у зв'язку із особливостями технології.

Виходячи із сучасного погляду на екологічну безпеку та з урахуванням економічної складової процесу, використання природного газу для витіснення повітря є нераціональним. Значні викиди природного газу в атмосферу є однією з причин „парникового ефекту”, що з огляду на необхідність дотримання міжнародного екологічного права є неприпустимо. Продування трубопроводів повітрям можливе лише на етапі пневматичних випробовувань або очищення трубопроводу від води після гідравлічних випробовувань. Остаточне введення в експлуатацію трубопроводу буде потребувати заміни повітря, що є в трубопроводі на природний газ.

Продування газопроводу є одним із найбільш відповідальних етапів, при цьому в зоні контакту повітря і природного газу утворюється їх суміш. З метою уникнення важких наслідків, пов'язаних із запалюванням та вибухом газоповітряної суміші, витіснення повітря слід проводити при малих швидкостях. Однак, зменшення швидкості при послідовному русі повітря і газу призводить до збільшення обсягу їх суміші і, отже, до різкого збільшення необхідного для продування обсягу газу, особливо в газопроводах великого діаметру.

Для зменшення витрати газу при продуванні в деяких випадках доцільно витіснити повітря з використанням роздільних пробок з негорючих газів (азоту, вуглекислого газу і т.п.), що нагнітаються в газопровід перед подачею в нього природного газу. Використання буферних газових пробок виключає утворення вибухонебезпечної суміші в трубопроводі та дозволяє продувати його при великих швидкостях, внаслідок чого забезпечується висока якість продування, різко скорочуються втрати газу та грошові витрати, пов'язані з введенням газопроводу в експлуатацію. Використання при продуванні буферних газових пробок потребує вирішення задачі про взаємне змішування в трубопроводі трьох різних газів: повітря, інертного та природного газу.

З метою забезпечення техногенної та екологічної безпеки пропонується технологія продування рухомого трубопроводу стиснутим азотом. Азот використовують для створення інертного середовища при виробництві, транспортуванні та зберіганні легкоокислюваних продуктів, а також перед першим нагнітанням, після проведення ремонтних робіт та для консервації трубопроводів завдяки своїм інертним властивостям.

Для виготовлення азоту використовують азотні установки, які бувають трьох типів: пересувні, мобільні та стаціонарні. Оскільки

розглядається питання техногенної та екологічної безпеки при транспортуванні природного газу суднами-контейнеровозами, зупинимось на мобільних азотних станціях, вмонтованих у 20- або 40-футові морські контейнери: серія НДА або ТГА (12 м × 2,5 м × 2,5 м; масою 40 т) [69, 70]. Перевагами їх є: простота в роботі, можливість роботи на відкритих майданчиках за температури від мінус 60 °С до плюс 45 °С, зручність транспортування будь-якими видами транспорту і т.д.

Щодо існуючих на сьогодні технологій виробництва азоту, слід звернути увагу на найбільш розповсюджені мембранні, адсорбційні та криогенні технології отримання азоту із атмосферного повітря. За допомогою мембранної технології можна виготовляти азот з концентрацією 95-99,999 % за продуктивності 1,0-1000 нм<sup>3</sup>/год. Основний принцип мембранної технології полягає в різниці швидкості проникнення компонентів газу через мембрану. Рухомою силою розподілу газів є різниця парціальних тисків на різних сторонах мембрани. Основними перевагами мембранних технологій є те, що мембрани витримують удари та вібрацію, хімічно інертні до вологи та масел, функціонують у широкому діапазоні температур від мінус 40 °С до плюс 60 °С, ресурс неперервної роботи складає 15-20 років.

У випадку продування трубопроводу азотом маємо справу із фізичним процесом послідовного перекачування двох різносортних газів, які відрізняються своїми фізичними та теплофізичними властивостями. Питання послідовного перекачування газів вивчено значно менше, ніж послідовного перекачування різносортних рідин. У першу чергу це пов'язано із обмеженим застосуванням технології послідовного перекачування газів. Основним питанням будь-якого послідовного перекачування газів або рідин є визначення об'єму суміші, яка утворюється в процесі перекачування, розподілу концентрації різних компонентів та визначення оптимальних режимів перекачування. Оптимальними будемо вважати такі режими, за яких об'єм суміші, що утворюється, є мінімальним. Крім того, слід урахувати умову щодо максимального вмісту кисню у суміші. Витіснення повітря вважається завершеним, якщо вміст кисню в газі, який виходить із трубопроводу, не перевищує 0,5 % (відповідно до діючих технічних умов на якість природного газу [152, 154, 284]).

Постановка задачі полягає, в першу чергу, у формуванні вихідних даних та розрахункової моделі процесу продувки рухомого га-



зопроводу азотом. Як вихідними даними скористаємося розробленою технологічною схемою рухомого газопроводу. Виходячи із особливостей технологічної схеми рухомого газопроводу для моделювання процесу продування азотом, розглянемо окремий елемент такого газопроводу із загальною довжиною послідовно з'єднаних секцій в 60 км та внутрішнім діаметром труб 690 мм. Передбачимо розміщення трьох свічних кранових вузлів DN250 на віддалі 11, 26 км від його початку та в кінці газопроводу. Моделювання процесу продування газопроводу будемо проводити за різних значень тиску і температури азоту та різної тривалості процесу продування. Мета розрахунку – отримати графіки розподілу концентрації (в об'ємних частках) азоту та компонентів природного газу залежно від віддалі від точки нагнітання азоту та від тривалості процесу продування, визначити загальну кількість газоповітряної суміші, яку слід стравлювати через свічні крани та встановити оптимальні параметри процесу продування за умов даної технологічної схеми.

При розрахунку об'єму суміші при послідовному перекачуванні газів передбачається, що ефективний коефіцієнт дифузії є величина, незмінна по довжині трубопроводу [250]. Однак, на нашу думку, таке припущення може бути виправдане лише для коротких трубопроводів та трубопроводів із малими перепадами тиску. За умов використання даної технології для CNG-технології, застосування таких припущень може призвести до значної похибки.

Задачі з послідовного перекачування газів повинні розв'язуватися аналогічно до послідовного перекачування рідин із урахуванням зміни густини газів по довжині залежно від тиску і температури газу та, відповідно, зміни швидкості руху газів вздовж газопроводу.

Диференційне рівняння одномірної турбулентної дифузії за умов змінного ефективного коефіцієнта дифузії має вигляд:

$$\frac{\partial K_b}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( D_e \cdot \frac{\partial K_b}{\partial x} \right) - v \cdot \frac{\partial K_b}{\partial x}, \quad (5.41)$$

де  $K_b$  – концентрація газу що рухається позаду;

$x$  – віддаль від початку рухомої системи координат;

$D_e$  – ефективний коефіцієнт дифузії;

$v$  – швидкість руху потоку газу.

Відносно рухомої системи координат, що рухається зі швидкістю потоку газу, дане рівняння набуває вигляду:

$$\frac{\partial K_b}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( D_e \cdot \frac{\partial K_b}{\partial x} \right). \quad (5.42)$$

Основна складність такого розрахунку полягає у визначенні ефективного коефіцієнту дифузії. За умов ізотермічної течії газу ефективний коефіцієнт дифузії визначається за такою залежністю [171]:

$$D_e = \frac{v_{0cp} \cdot \left[ \frac{1}{Pr} + 28,7 \cdot (Re \cdot \sqrt{\lambda})^{0,755} \right] \cdot P_{н.у} \cdot T}{T_{н.у} \cdot P_x}, \quad (5.43)$$

де  $v_{0cp}$  – коефіцієнт кінематичної в'язкості 50 % суміші газів, що приведена до нормальних умов,  $m^2/c$ ;

$Pr$  – дифузійний критерій Прандтля;

$Re$  – усереднене значення критерію Рейнольдса;

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу;

$P_{н.у.}$  – тиск за нормальних умов Па;

$T$  – температура газу, К;

$T_{н.у.}$  – температура за нормальних умов, К;

$P_x$  – тиск газу в газопроводі на віддалі  $x$  від початку, Па.

Використовувати дані залежності для розрахунку складних систем із урахування нестационарних процесів транспорту газу неможливо у зв'язку із значним усередненням параметрів суміші (в'язкості, критерію Прандтля та Рейнольдса, температури газу). Окрім цього, слід відзначити, що у стаціонарних процесах транспорту використовують однопараметричне рівняння стану реального газу Менделєєва-Клапейрона, в якому відхилення властивостей реального газу від ідеального враховують коефіцієнтом стиснення газу ( $z$ ). На нашу думку, застосування такого рівняння суттєво обмежується для складних систем, що працюють у широкому діапазоні тисків і температур, із урахуванням нестационарних процесів руху. У світовій практиці широко розповсюджено використання рівняння Соаве-Редліха-Квонга:

$$P = \frac{RT}{V-b} \frac{a(T)}{V(V+b)}, \quad (5.44)$$

де  $P$  – абсолютний тиск, Па;

$T$  – абсолютна температура, К;

$V$  – молярний об'єм,  $m^3/\text{моль}$ ;

$R = 8,31441 \frac{\text{Дж}}{\text{моль} \times \text{К}}$  – універсальна газова стала;

$a, b$  – сталі величини, що залежать від властивостей речовини.

Коефіцієнти рівняння стану  $a$  та  $b$  для окремого компонента газу визначаються залежно від критичного тиску і температури компонента, фактора ацентричності молекули речовини за такими залежностями:

$$a(T) = a_{кр} \cdot \alpha(T), \quad (5.45)$$

$$a_{кр} = \Omega_a \cdot \frac{R^2 \cdot T_{кр}^{2,5}}{P_{кр}}, \quad (5.46)$$

$$b = \Omega_b \cdot \frac{R \cdot T_{кр}}{P_{кр}}, \quad (5.47)$$

$$\alpha(T) = \left( 1 + m \left( 1 - \left( \frac{T}{T_{кр}} \right)^{0,5} \right) \right)^2, \quad (5.48)$$

$$m = 0,480 + 1,574 \cdot \omega - 0,176 \cdot \omega^2, \quad (5.49)$$

де  $\Omega_a, \Omega_b$  – коефіцієнти, що становлять 0,42748 та 0,08664 відповідно;

$T_{кр}$  – критична температура компоненту газу, К;

$P_{кр}$  – критичний тиск компоненту газу, Па;

$\omega$  – фактор ацентричності речовини.

У разі розрахунку суміші газів використовують класичне правило змішування фаз [172]. Даний алгоритм розрахунку фізичних властивостей природних газів реалізований у програмному забезпеченні PVTsim. Дане програмне забезпечення є промисловим стандартом для моделювання властивостей природного газу на сьогоднішній день. Моделювання властивостей за допомогою пакету PVTsim використовують провідні нафтовидобувні компанії по всьому світу.

Для моделювання процесу заміщення повітря азотом та в подальшому природним газом був використаний програмний комплекс для розрахунку трубопроводів OLGA 5.3. Процес витіснення повітря азотом моделювали за такою схемою.

Етап перший: заповнення трубопроводу повітрям до атмосферного тиску. Етап другий: витіснення повітря азотом при різних значеннях тиску, використовуючи закон розподілу концентрації речовин по довжині трубопроводу та в часі. Етап третій: витіснення азоту природним газом із робочим тиском 5,6 МПа.

У процесі технологічних розрахунків було використано ряд технологічних обмежень. Відповідно до чинних нормативних документів об'ємна частка кисню у природному газі не повинна перевищувати 0,5 % об'єму, тому процес заміщення повітря азотом і в подальшому природним газом проводився до того часу, поки не виконувалася вимога нормативних документів щодо вмісту кисню [44].

З метою визначення гранично допустимої концентрації кисню в природному газі із врахуванням наявності азоту використовуємо правило Ле Шательє [7]. Межа вибуховості технічних газів, що складається із суміші горючих компонентів та не містить баластних домішок визначається із залежності:

$$l = \frac{100}{\frac{a_1}{l_1} + \frac{a_2}{l_2} + \dots + \frac{a_n}{l_n}}, \quad (5.50)$$

де  $l$  – верхня або нижня межа вибуховості газової суміші, що складається з  $n$  компонентів, %;

$a_1, a_2, \dots, a_n$  – вміст горючих компонентів у газовій суміші, %;

$l_1, l_2, \dots, l_n$  – верхня або нижня межі вибуховості окремих горючих компонентів, %.

Для визначення концентраційної межі вибуховості суміші, що містить баластні компоненти (вуглекислий газ та азот) використовувалась залежність:

$$l_{\text{бал}} = \frac{\left(1 + \frac{a_{\text{бал}}}{(1 - a_{\text{бал}})}\right) \cdot 100}{100 + \frac{l \cdot a_{\text{бал}}}{(1 - a_{\text{бал}})}}, \quad (5.51)$$

де  $a_{\text{бал}}$  – сумарний вміст баластних компонентів (азот та вуглекислий газ), %.

Максимальний тиск процесу заміщення не перевищував робочий тиск в системі. Виходячи із вимог нормативних документів щодо якості природних газів суміш природного газу та азоту на завершальній стадії витіснення вважалися придатною до подачі споживачу тоді, коли нижча теплотворна здатність суміші газі була не менше  $32,5 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$  (за стандартних умов).

Моделювання процесу заміщення проводилося при абсолютних тисках азоту в 5, 15, 25, 35 та 45 бар. Температуру азоту на початку

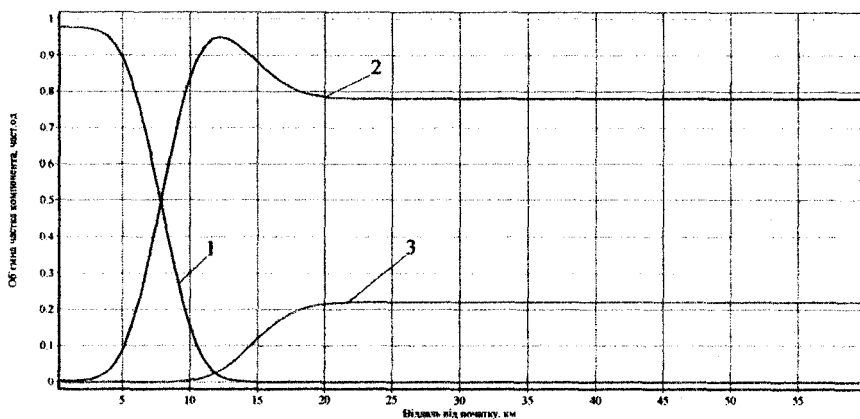
трубопроводу приймали відповідно до умов роботи обладнання для виробництва азоту в межах 25 °С.

На рисунку 5.17 представлено залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на десятій хвилині витіснення за умов тиску азоту в 5 бар.

На рисунках 5.18-5.19 представлено графіки зміни концентрації метану, азоту та кисню на десятій хвилині витіснення за умов тиску азоту від 15 до 45 бар відповідно. Слід зауважити, що за низького тиску азоту концентрація останнього в трубопроводі не досягає максимуму, що свідчить про неможливість абсолютно повного витіснення повітря із трубопроводу. Однак, за тисків у 15 бар та вище, в трубопроводі утворюється пробка із чистого азоту (із концентрацією майже 100 %), що забезпечує повне заміщення повітря в трубопроводі. Аналізуючи отримані результати, відзначимо, що при тиску витіснення азоту 5 бар не відбувається формування суцільно фронту азоту, а через двадцять хвилин від початку процесу маємо ситуацію повно перемішування азотної пробки. На віддалі 35-40 км від початку газопроводу утворюється потенційно небезпечна суміш природного газу азоту та повітря. З точки зору безпеки технологічного процесу такої ситуації слід уникати. У випадку витіснення повітря із тиском азоту вище від 25 бар така ситуація на спостерігається, по всій довжині трубопроводу спостерігається наявність пробки азоту із концентрацією майже 100 %.

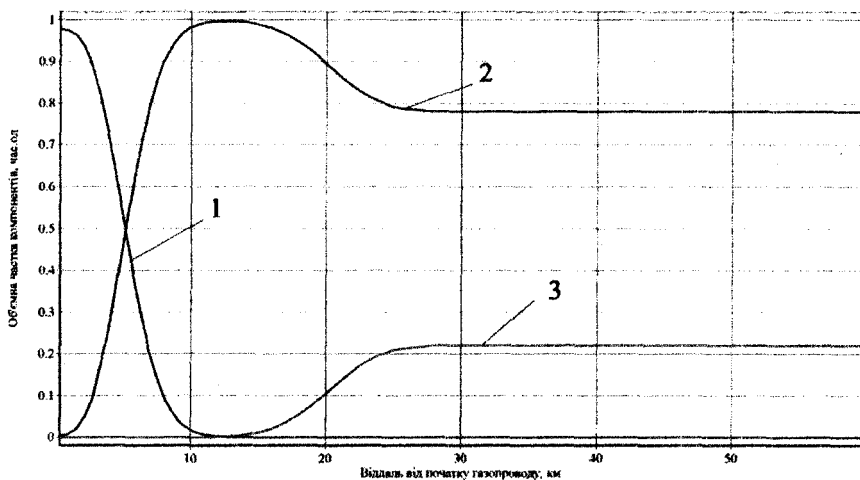
На рисунках 5.20-5.21 представлено графіки зміни концентрації метану, азоту та кисню на сорок п'ятій хвилині витіснення для діапазону тиску від азоту від 5 до 45 бар. За результатами розрахунку можна зробити висновок про наявність потенційно небезпечної суміші газів у випадку витіснення азотом із тиском 5 бар на віддалі 50-55 км від початку трубопроводу. У випадку більш високого тиску азоту така картина не спостерігається.

Отже, для забезпечення техногенної та екологічної безпеки пропонуємо в рухомому трубопроводі повітря витіснити інертним газом азотом під тиском не більше 2 МПа для уникнення турбулентного режиму. Продування трубопроводу перед вводом в експлуатацію повинна здійснюватись такою кількістю азоту, яка забезпечить швидкість руху газу не менше ніж 40 м/с. Витіснення повітря вважається завершеним, якщо вміст кисню в газі, який виходить із трубопроводу, не перевищує 0,5 %. Вміст кисню визначаємо газоаналізатором типу ПГК-03. Тривалість процесу вивільнення частини „рухомого трубопроводу” від повітря та азоту 40×45 хв.



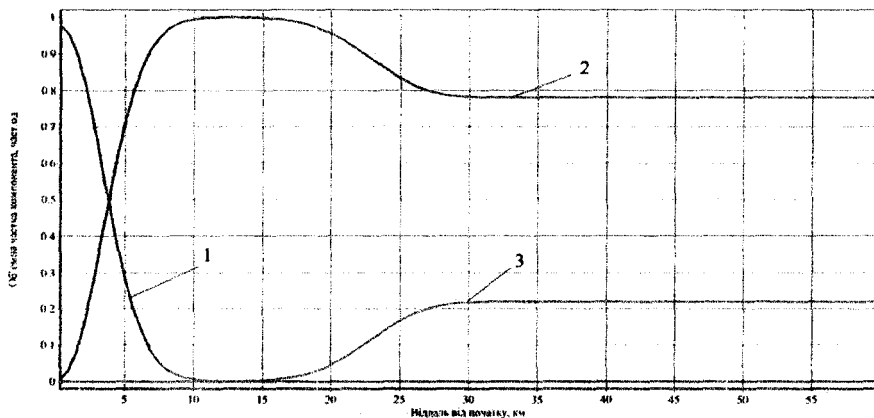
1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню

**Рисунок 5.17 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на десятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 5 бар**



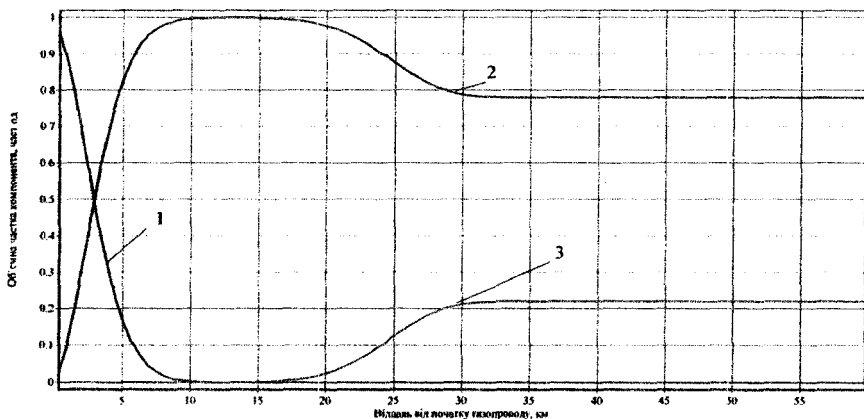
1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню

**Рисунок 5.18 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на десятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 15 бар**



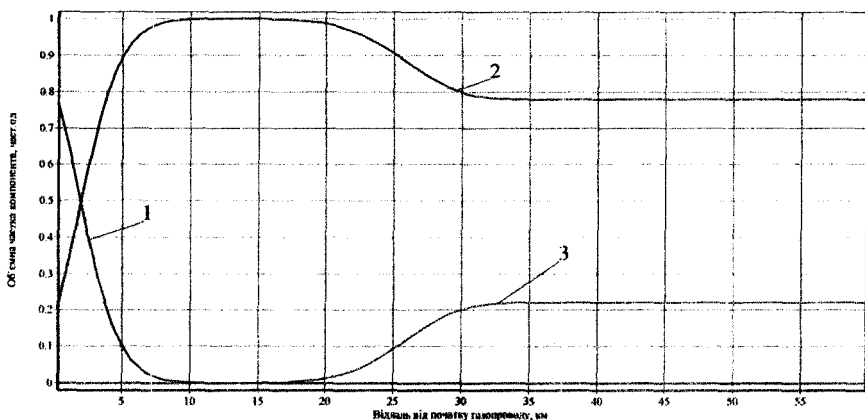
1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню

**Рисунок 5.19 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на десятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 25 бар**



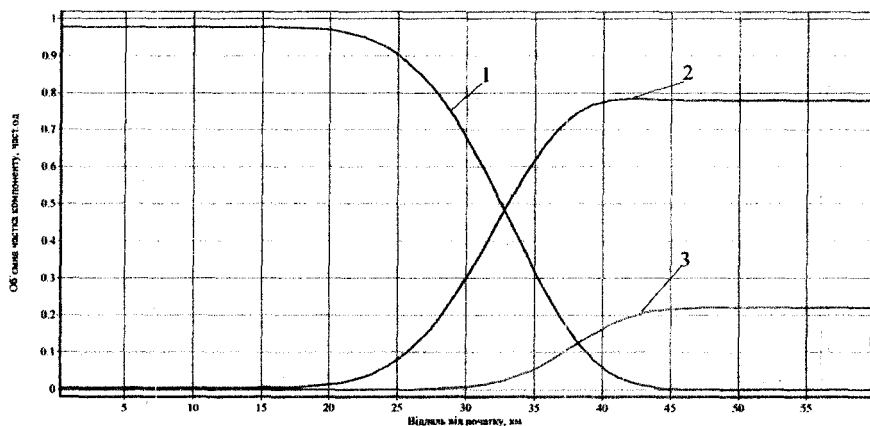
1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню

**Рисунок 5.20 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на десятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 35 бар**



*1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню*

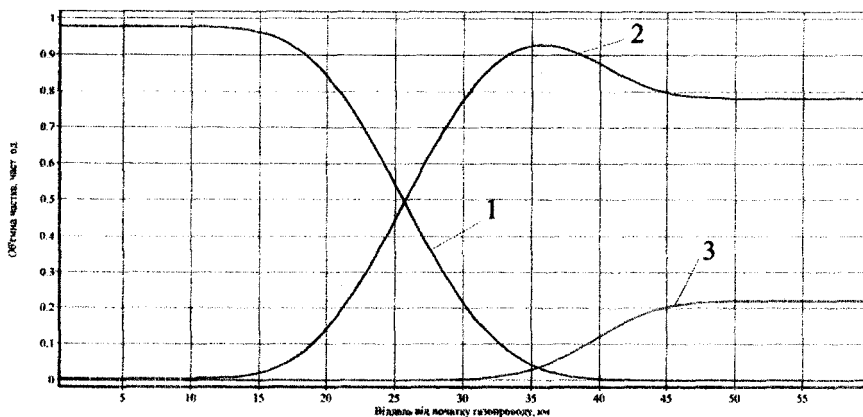
**Рисунок 5.21 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на десятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 45 бар**



*1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню*

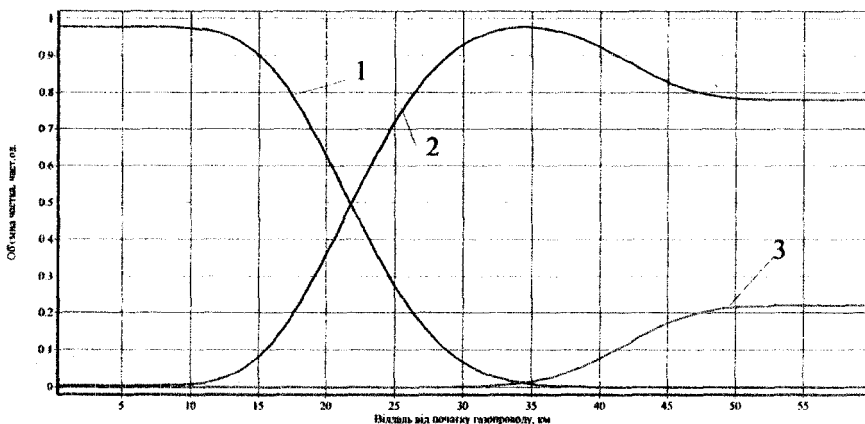
**Рисунок 5.22 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на двадцятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 5 бар**





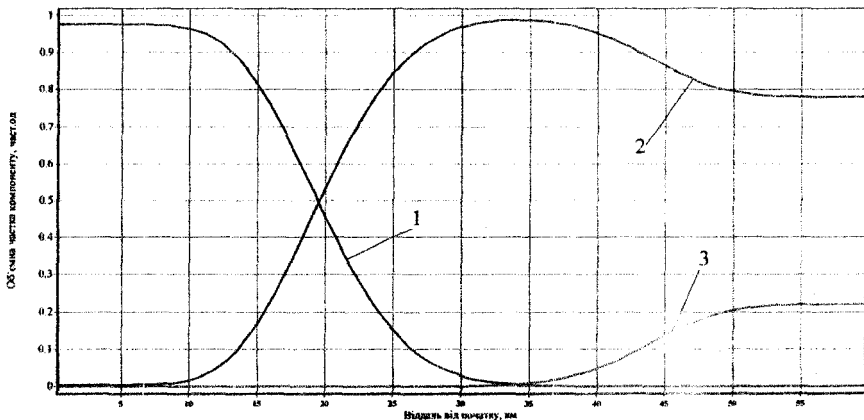
*1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню*

**Рисунок 5.23 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на двадцятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 15 бар**



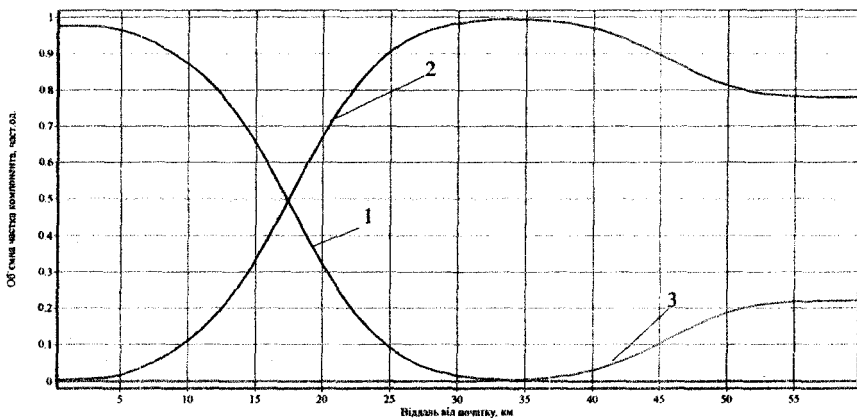
*1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню*

**Рисунок 5.24 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на двадцятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 25 бар**



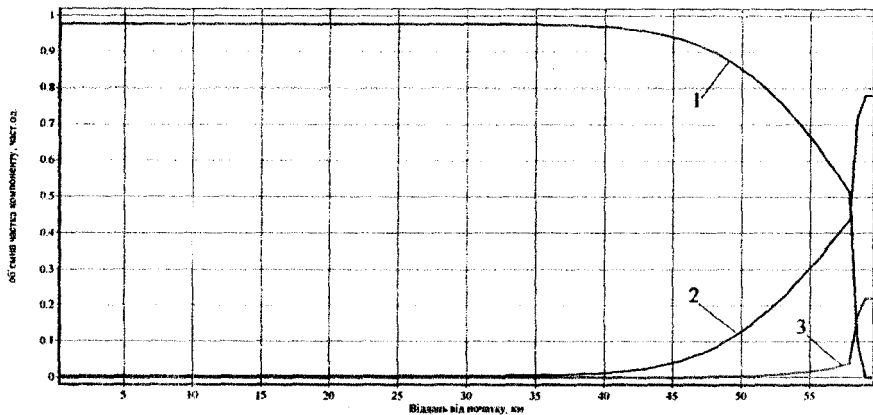
*1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню*

**Рисунок 5.25 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на двадцятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 35 бар**



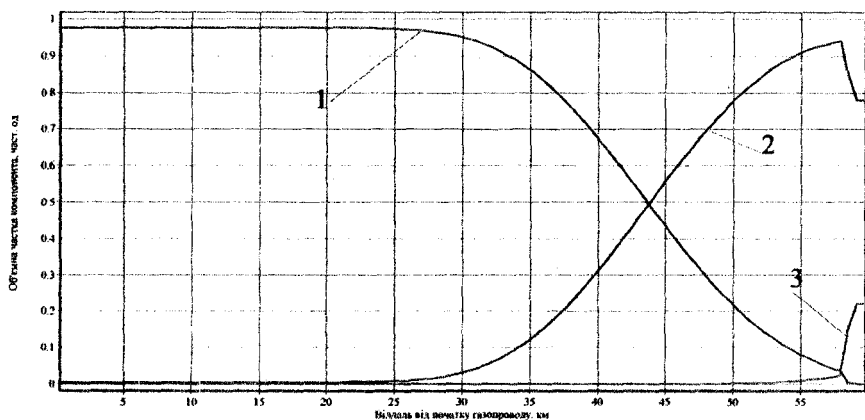
*1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню*

**Рисунок 5.26 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на двадцятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 45 бар**



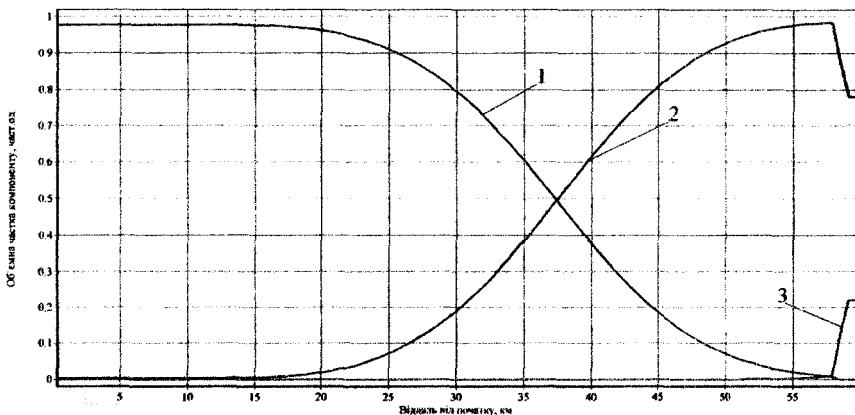
*1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню*

**Рисунок 5.27 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на сорок п'ятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 5 бар**



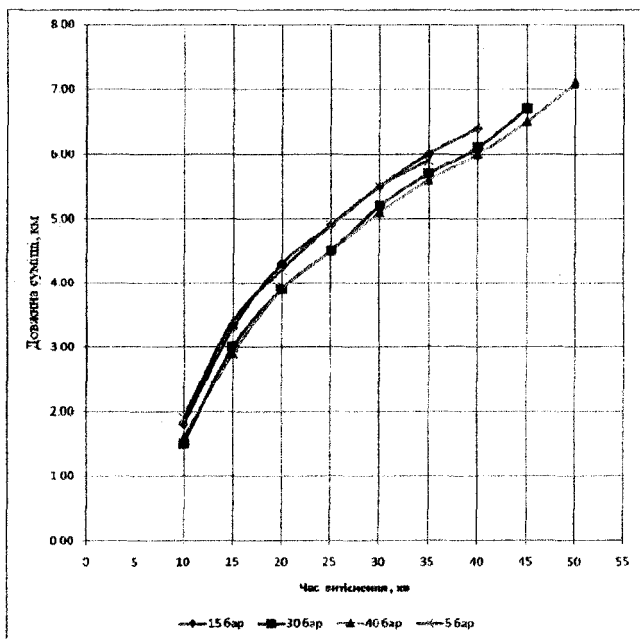
*1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню*

**Рисунок 5.28 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на сорок п'ятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 25 бар**



1 – зміна концентрації метану; 2 – зміна концентрації азоту;  
3 – зміна концентрації кисню

**Рисунок 5.29 – Залежність зміни концентрації метану, азоту та кисню на сорок п'ятій хвилині витіснення за умов тиску азоту 45 бар**



**Рисунок 5.30 – Графік залежності довжини зони суміші від тиску витіснення азоту**

Провівши розрахунок основних параметрів процесу заміщення повітря азотом із подальшим витісненням суміші природним газом за умов нестационарних процесів у рухомому трубопроводі, отримали графіки розподілу концентрацій газів на різних віддальх від початку трубопроводу (рис. 5.22-5.30).

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5

1. Для забезпечення конструкційної надійності рухомого трубопроводу розроблено методологічні основи розрахунку коефіцієнту запасу міцності згідно з методами розрахунку відповідальних конструкцій на основі фізичної моделі "навантаження-спір навантаженню (міцність)". Доведено, що для оптимальної з точки зору екологічної безпеки блокової конструкції рухомого трубопроводу достатнім є коефіцієнт запасу міцності 1,75.

2. Оцінено вплив внутрішнього тиску та діаметра труб на міцність відповідальних конічно-циліндричних елементів рухомих трубопроводів. Аналіз проведених розрахунків дав змогу сформулювати основні вимоги та рекомендації щодо проектування конічно-циліндричних елементів CNG-модулів: кут нахилу твірної конусної частини повинен бути більшим ніж 800, що дозволить зменшити значення напружень та запобігти виникненню тріщиноутворення та поширенню тріщин у сталях труб газопроводів, і в кінцевому результаті підвищить безпеку транспортування газу.

3. Обґрунтовано вибір матеріалів для виготовлення елементів рухомого трубопроводу з метою його безпечної експлуатації. Пропонується як конструктивні елементи „рухомого трубопроводу” використовувати секції спіральшовної труби 720×15 мм, виготовлені на Харцизькому трубному заводі із сталі високого класу міцності API X100, з'єднані через стандартні відводи електрозварюванням за технологією гібридного зварювання, розробленою інститутом електрозварювання імені Є. О. Патона.

4. Удосконалено метод витіснення повітря з труб азотом для безпечної експлуатації рухомого трубопроводу. Встановлено, що для забезпечення техногенної та екологічної безпеки в рухомому трубопроводі повітря слід витіснити інертним газом азотом під тиском не більше 2 МПа для уникнення турбулентного режиму. Продування трубопроводу перед введенням в експлуатацію повинна

здійснюватись такою кількістю азоту, яка забезпечить швидкість руху газу не менше 40 м/с. Витіснення повітря вважається завершеним, якщо вміст кисню в газі, який виходить із трубопроводу, не перевищує 0,5 %. Вміст кисню визначаємо газоаналізатором типу ПГК-03. Тривалість процесу вивільнення частини „рухомого трубопроводу” від повітря та азоту 40×45 хв.

## **РОЗДІЛ 6. МЕТОДОЛОГІЯ ОЦІНЮВАННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ВПЛИВІВ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ**

Проблеми екологічної безпеки виникають в різних галузях промисловості та в різних економічних регіонах нашої держави [188]. До екологічно-небезпечних об'єктів у нафтогазовій галузі відноситься і газотранспортна інфраструктура [26, 40, 76, 77, 100, 142, 195, 228, 242, 289].

Базуючись на результатах досліджень, що були викладені у попередніх розділах, а також на досвіді проведення світових та вітчизняних екологічних оцінок [5, 6, 47, 87, 195, 196] в монографії розглянута методологія проведення процедури оцінювання впливів на навколишнє середовище (ОВНС) для екологічного безпечного транспортування природного газу, а також алгоритм розрахунку еколого-економічних збитків наслідків надзвичайних ситуацій при транспортуванні природного газу.

### **6.1 Оцінювання впливів на навколишнє середовище при транспортуванні природного газу**

#### ***6.1.1 Загальна характеристика будівництва та експлуатації газопроводів***

Проекти в галузі будівництва та експлуатації газопроводів передбачають прокладку трубопроводів на суші, в прибережній зоні та відкритому морі [31, 118, 126, 147, 191, 199, 267, 290]. Діаметр труб може досягати 2,0 м. Протяжність трубопроводів коливається від кількох до сотень кілометрів. Трубопроводи, споруджені на суші і в прибережній зоні, як правило, заглиблені в ґрунт. Морські трубопроводи прокладаються на ділянках глибиною 350-450 м, а в особливих випадках – на глибинах понад 1500 м.

До складу основних споруд газотранспортної інфраструктури входять: трубопроводи; головні та проміжні компресорні станції, прийомні й розподільні станції, а також станції управління; під'їзні дороги або дороги, призначені для технічного обслуговування

[126]. Для підтримки робочого тиску природного газу вздовж траси магістрального газопроводу споруджують з відповідними інтервалами лінійні газокомпресорні станції.

Будівництво трубопроводів на суші включає такі етапи: проведення інженерно-геологічних вишукувань, розчищення траси, прокладання траншей, укладання труб уздовж траси трубопроводу, згинання труб, зварювання, обгортання полімерними стрічками, нанесення ізоляційних покриттів, встановлення систем катодного захисту від корозії, укладку труб у траншеї, засипку траншей. Такі ж заходи здійснюються при будівництві трубопроводів на території водно-болотних угідь, проте виникає необхідність у проведенні земельних робіт і вивезенні ґрунту. На ділянках, де ґрунти перенасичені вологою для нарощування секцій труб зварюванням і укладання трубопроводу в траншеї використовують спеціальні трубоукладальні баржі.

При прокладанні трубопроводів у відкритому морі їх розташовують на дні. Покладений на дно морський трубопровід може бути закріплений за допомогою анкерних пристроїв - бетонних блоків, плит і т.д. Якщо трубопровід заглиблений, то необхідно прокладати траншеї. Для прокладання трубопроводів застосовують трубоукладальні судна. Для розкопки траншей в морському дні використовують підводні землекопальні машини. Найчастіше при укладанні морських трубопроводів вважають, що траншеї будуть поступово засипатися в результаті впливу природних процесів - хвилювання і течій, однак підводні траншеї можна штучно засипати. У прибережних районах акваторії, а також у районах, де існує ймовірність зсувів і обвалів, трубопроводи обов'язково повинні бути заглибленими.

Для забезпечення безперебійної роботи магістральних трубопроводів необхідно приділяти особливу увагу технічному обслуговуванню та перевірці обладнання. Для виявлення витоків необхідно проводити періодичні перевірки стану трубопроводу по всій трасі. Захист від корозії необхідний в більшості ґрунтів, особливо в районах з вологими або засоленими ґрунтами. Витоки з газопроводів або розриви труб можуть негативно вплинути на стан навколишнього середовища далеко за межами траси прокладання [11, 18, 21, 30, 92, 133, 143, 144, 201].



### **6.1.2 Можливі різновиди впливу газопроводів на навколишнє середовище**

Вплив господарської діяльності на навколишнє середовище – це екологічні наслідки, які відбуваються у складових довілля при господарюванні об'єктів та поділяються на: прямі та непрямі, позитивні та негативні, коротко- та довгострокові, інтегральні та залишкові [5, 6, 27, 125, 168, 196].

Вважають, що газопроводи сприяють покращенню якості навколишнього середовища, оскільки роблять більш доступними екологічно чисті види палива (наприклад, низько сірчистий природний газ замість високо сірчистого вугілля), що використовуються на електростанціях або у промислових процесах. Незаглиблені підводні трубопроводи можуть служити середовищем існування для морських організмів, яких приваблює новий „штучний риф”.

Але газопроводи, прокладені у відкритому морі, в прибережній зоні акваторії та на суші, негативно впливають на навколишнє середовище. Масштаб негативного впливу залежить від того, наскільки постраждали природні ресурси та погіршилися соціальні умови.

У процесі прокладання морського трубопроводу може відбуватися тимчасове скаламучення осадів. У результаті перерозподілу і повторного відкладання осадів можуть змінитися характеристики водних середовищ існування та склад фауни. Ступінь впливу залежить від типу порушених водних організмів та їх ролі в екосистемі.

Якщо розкопування траншей для прокладання підводного трубопроводу здійснюється в тих районах прибережної зони або відкритого моря, де відбувалося накопичення токсичних хімічних речовин в донних осадах (наприклад, якщо порт розташований поблизу місць, куди промислові підприємства скидають різні отруйні речовини), прокладання трубопроводу може викликати скаламучення, перерозподіл цих забруднених осадів і тимчасове погіршення якості води. Може статися акумуляція забруднювачів тканинами водних організмів.

Прокладання трубопроводів здатне викликати ерозію ґрунтів на сусідніх ділянках. На гористій місцевості вона може викликати порушення стійкості ґрунтів, зсуви і обвали. Стік і відкладання мулу можуть погіршити якість річкової води під час виконання будівельних робіт [37, 42, 139, 285].

Прокладка трубопроводів і будівництво доріг, необхідних для технічного обслуговування, можуть призвести до зміни умов при-

родного дренажу, в тому числі перекриттю потоку води та підйому рівня ґрунтових вод з того боку трубопроводу, який проходить вгору по похилій поверхні; може також спостерігатися погіршення стану і загибель рослин. Якщо трубопровід прокладено через лісовий масив, збиток може виявитися досить серйозним.

У освоєних районах будівництво газопроводів може призвести до таких негативних наслідків як втрата земель, порушення методів землекористування, необхідність переселення людей. Деякі види сільськогосподарської діяльності можуть виявитися порушеними лише протягом короткого часу, в період будівництва [153, 196].

Виникнення тріщин, розривів і витоків, а також утворення відходів на магістральних газопроводах здатні викликати забруднення ґрунтів, поверхневих і підземних вод. Масштаби збитків залежать від типу і розміру витoku, виду та кількості відходів, що утворюються, а також від того, наскільки постраждали природні ресурси [148, 150, 249]. Якщо відбудеться розрив газопроводу, який перетинає річки та інші водні об'єкти або водно-болотні угіддя, то довіллю буде завдано величезної шкоди.

У результаті витоків газу з магістрального газопроводу або розриву труб можуть виникати пожежі та вибухи. У освоєних районах подібні аварії є серйозною небезпекою для життя і здоров'я людей.

Базуючись на власному досвіді проведення робіт з ОВНС, зробили узагальнену класифікацію впливів та наслідків за чинниками навколишнього середовища та методами зменшення впливу та наслідків газотранспортної інфраструктури (табл. 6.1).

### ***6.1.3 Можливі альтернативи для розгляду у проектах будівництва та експлуатації газопроводів***

За вітчизняними та міжнародними вимогами щодо проведення процедур ОВНС для кожного об'єкту проектування необхідним є генералізація комплексу альтернатив, які в загальному діють як засіб досягнення мети проекту [5, 6, 149, 196].

Екологічна оцінка газопроводів повинна включати в себе аналіз прийнятних альтернатив, які забезпечили б досягнення кінцевої мети проекту. Завдяки аналізу можна буде знайти рішення, більш сприятливі в економічному, соціальному та екологічному плані, ніж запропонований проект.

Узагальнена класифікація впливів та наслідків за чинниками навколишнього середовища та методами зменшення впливу та наслідків газотранспортної інфраструктури

Види потенційного збитку	Заходи щодо запобігання або зменшення збитків
<p><b>Прямий екологічний збиток</b></p> <p>1. Скаламучення осадів, забруднених токсичними речовинами, при прокладці морських підводних трубопроводів.</p> <p>2. Створення перешкод для рибальства в результаті прокладання морських трубопроводів.</p> <p>3. Пошкодження або знищення місць існування, загибель тварин, птахів, водних організмів на длянках суші або акваторії, де розташовані трубопроводи, насосні та газокompресорні станції, полегшення доступу людей у райони первісної природи.</p>	<p>2</p> <p>1. Вибір іншої ділянки для прокладання трубопроводу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— використання альтернативних методів будівництва трубопроводу, що дозволяють зменшити скаламучення осадів (наприклад, незалитих морських трубопроводів замість їх укладання в підводні траншеї);</li> <li>— прокладка трубопроводу в період мінімальної циркуляції води.</li> </ul> <p>2. Прокладання траси трубопроводу осторонь від відомих районів рибного промислу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— позначення місцезнаходження морських трубопроводів спеціальними булями та нанесення його на карти;</li> <li>— заглиблення трубопроводів у ґрунт, якщо їх прокладено в найважливіших районах рибного промислу.</li> </ul> <p>3. Прокладка траси трубопроводу осторонь від районів, що володіють цінними природними ресурсами:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— застосування найбільш підходящих методів розчищення траси від рослинності (наприклад, розчищення вручну замість механізованого розчищення), що дозволяє зберегти рослинний покрив на длянках, прилеглих до трубопроводу;</li> <li>— рекультивуація пошкоджених ділянок;</li> <li>— використання альтернативних методів будівництва трубопроводу.</li> </ul>

1	2
<p>4. Ерозія, твердий стік, відкладення наносів в результаті будівництва трубопроводу і проведення планувально-профілювальних робіт з метою будівництва підземних доріг та перекачувальних газокompресорних станцій.</p> <p>5. Зміна гідрологічних умов.</p> <p>6. Вторгнення видів-екзотів і розчленовування місць існування на малі ділянки.</p> <p>7. Порушення схеми землекористування в результаті будівництва трубопроводів, перекачувальних і газокompресорних станцій.</p> <p>8. Проектування трубопроводу з таким розрахунком, щоб можна було зменшити ширину смуги відчуження.</p> <p>9. Зведення до мінімуму шкоди, завданої в процесі будівництва методом використання сусідніх ділянок.</p> <p>10. Рекультувація ділянок, пошкоджених при будівництві підземного трубопроводу.</p>	<p>4. Вибір траси трубопроводу з таким розрахунком, щоб не було завдано шкоди водним об'єктам і гористій місцевості.</p> <p>— облаштування пісководоплавачів або екранів для регулювання твердого стоку і боротьби з відкладенням наносів.</p> <p>— застосування альтернативних методів прокладки трубопроводів, що дозволяють звести збиток до мінімуму.</p> <p>— закріплення ґрунтів механічними або хімічними способами для зменшення ймовірності ерозії.</p> <p>5. Прокладання траси осторонь від водо-бологних угідь і заплав.</p> <p>— мінімальне використання насипного ґрунту.</p> <p>— проектування дренажних споруд з таким розрахунком, щоб не було завдано шкоди сусіднім районам.</p> <p>6. Прокладка траси і пристрій смуги відчуження трубопроводу осторонь від найважливіших районів первісної природи і легкоразливих місць існування.</p> <p>— збереження рослинного покриву над заглибленим трубопроводом.</p> <p>— створення умов для того, щоб не було порушено закономірний розподіл ландшафтних пожеж вчасно і на певній території.</p> <p>7. Вибір траси і облаштування смуги відчуження з таким розрахунком, щоб це не стало на заваді використанню сільськогосподарських угідь і не завдало шкоди використанню земельних ділянок в інших цілях.</p> <p>8. Прокладання траси трубопроводу осторонь від основних маршрутів пересування людей і диких тварин.</p> <p>9. Прокладання трубопроводу на високих опорах або естакадах чи заглиблення його в ґрунт.</p>

1	2
<p>11. Створення перешкод для людей і тварин.</p> <p>12. Збільшення інтенсивності руху транспорту в результаті виконання будівельних робіт.</p> <p>13. Хімічне забруднення середовища, викликане утворенням відходів і випадковими або аварійними розливами нафти.</p> <p>14. Небезпечка, викликана витоком газу з трубопроводу або розриву труб.</p> <p>15. Встановлення систем сигналізації, що сповіщають населення про аварії.</p>	<p>10. Поетапне проведення робіт з метою регулювання інтенсивності використання транспортних засобів.</p> <p>11. Складання планів заходів щодо запобігання розливів нафти і утворення відходів, а також з очищення територій:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- використання методів локалізації нафтового розливу;</li> <li>- очищення та рекультивация постраждалих територій.</li> </ul> <p>12. Чітке позначення місцезнаходження підземних газопроводів у районах з високою щільністю населення та інтенсивним рухом транспорту:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- розробка планів екстреної евакуації людей при аварійних ситуаціях.</li> </ul> <p>моніторинг з метою виявлення витоків.</p>
<p>Не прямий екологічний збиток</p> <p>1. Стимульована (вторинна) забудова територій, розташованих поблизу району виконання будівельних робіт.</p> <p>2. Полегшення доступу в райони первозданної природи.</p>	<p>1. Складання комплексного плану розміщення споруд, що створюються в процесі стимульованої забудови.</p> <p>2. Будівництво будівель та споруд, надання фінансової допомоги існуючим об'єктам інфраструктури.</p> <p>3. Складання планів охорони і раціонального використання цих районів.</p> <p>4. Створення перешкод (наприклад, влаштування огорожі та парканів).</p>

Ґрунтуючись на аналізі літературних джерел, а також власному досвіді, пропонується у проектах, які стосуються газотранспортної системи України, розглядати такі альтернативи:

1) „нульовий” варіант (тобто вивчити можливості відмови від будь-яких заходів, спрямованих на забезпечення необхідної пропускну́ї спроможності магістральних трубопроводів);

2) інший принциповий підхід до вирішення проблеми постачання природного газу (наприклад, танкерами або суднами для перевезення скрапленого чи стиснутого газу);

3) покращення технічного стану магістральних трубопроводів;

4) вибір інших трас і ділянок під компресорні станції;

5) застосування альтернативних методів будівництва трубопроводів, що забезпечують, зокрема, скорочення витрат і підвищення експлуатаційної надійності обладнання;

б) внесення змін у конструкцію і використання інших матеріалів (наприклад, будівництво підземних трубопроводів замість надземних).

Питання про доцільність тієї чи іншої альтернативи необхідно розглядати з врахуванням екологічних та економічних чинників. З огляду на те, що газопроводи є лінійними спорудами, одна з найважливіших альтернатив – вибір траси. Завдяки ретельному і добре продуманому вибору траси, можна попередити або зменшити багато видів екологічного збитку, викликаного будівництвом і експлуатацією магістральних газопроводів.

#### ***6.1.4 Комплексні природоохоронні заходи***

Вимоги щодо екологічного моніторингу мають залежати від типу ресурсів навколишнього середовища, порушеннях у процесі будівництва та експлуатації газопроводів та ступенів завданої цим ресурсам шкоди. Екологічний моніторинг будівельних робіт може забезпечити використання найбільш раціональних методів і виконання всіх спеціальних вимог, які дозволять попередити або зменшити екологічний збиток, а при виявленні шкоди – негайно вжити заходів щодо його ліквідації. Необхідно також здійснювати моніторинг на складах матеріалів, ділянках для ремонту обладнання, в селищах будівельників. Методи моніторингу можуть бути різними – від зовнішнього огляду пристроїв і споруд, призначених для зменшення екологічного збитку (наприклад, пісковловлювачів і відстій-

ників) до більш дорогої перевірки якості води при прокладанні трубопроводу через водні об'єкти або поблизу них. Якщо в процесі будівництва трубопроводу виникає вірогідність забруднення води, скаламученої токсичними речовинами, може знадобитися виконання великої програми біологічного та хімічного моніторингу.

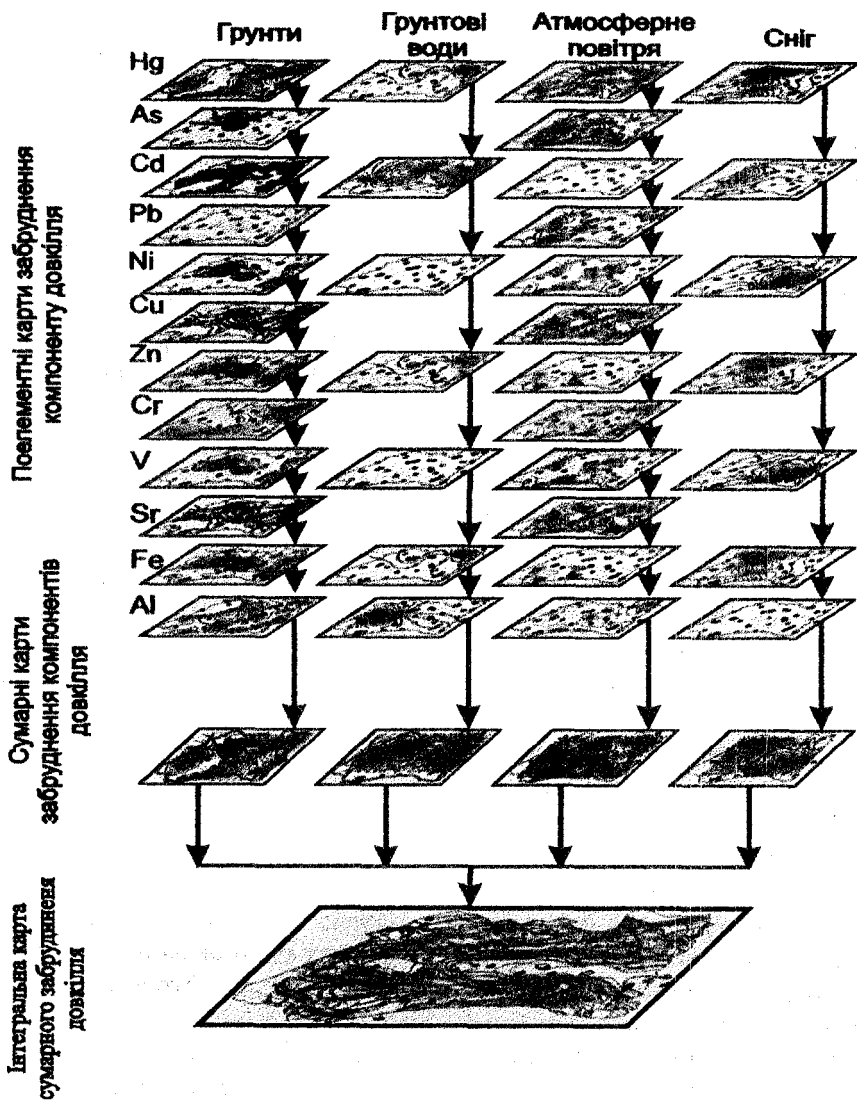
Екологічний моніторинг повинен проводитися до початку робіт з прокладання трубопроводу, в процесі цих робіт і протягом певного часу після їх закінчення. Мета цієї програми моніторингу буде залежати від ступеня і тривалості повторного забруднення водного об'єкту токсичними речовинами. Моніторинг експлуатаційних параметрів газопроводів необхідний для того, щоб можна було забезпечити безперебійну роботу обладнання або виявити несправності, які призводять до витоку газу або розриву труб.

Одним з видів екологічного менеджменту є географічна інформаційна система визначення сучасної екологічної ситуації в межах магістральних газопроводів та визначення ареалів забруднення і газованості витоками з трубопроводів на математичних моделях, а також прогнозування екологічного ризику при аварії на дільниці магістрального газопроводу, які пропонуються автором та описані у наступних підрозділах.

## **6.2 Географічна інформаційна система визначення сучасної екологічної ситуації в межах магістральних газопроводів**

Щоб контролювати стан довкілля та керувати його екологічною безпекою, необхідно чітко знати, з яких компонентів воно складається [299]. На кожний компонент живої і неживої природи, на кожну сферу, що оточує Землю, впливає той чи інший техногенний об'єкт і зокрема, газотранспортна система. Необхідно вміти оцінювати цей вплив, відслідковувати його зміни, прогнозувати розвиток, щоб керувати станом довкілля і вчасно запобігати його негативним змінам.

Використання сучасних ГІС-технологій дозволяє створити комп'ютерні багатокомпонентні постійно діючі системи екологічної безпеки територій [88, 228, 235]. Наглядно ГІС-технологія проілюстрована на рис. 6.1.



**Рисунок 6.1 – Схема інтеграції елементних та компонентних еколого-техногеохімічних карт для побудови карти сучасної екологічної ситуації в зоні впливу магістральних газопроводів „Союз” і „Прогрес” у Чортківському і Борщівському районах Тернопільської області**



Отже, геоінформаційні системи:

– найбільш об'єктивно оцінюють і враховують зміни стану довкілля, щоб запобігти катастрофічним наслідкам надзвичайних ситуацій природного походження (повені, зсуви, просадки, землетруси і т.ін.);

– дозволяють управляти природоохоронною діяльністю так, щоб мінімально не нашкодити навколишньому природному середовищу.

Географічна інформаційна комп'ютерна система екологічної безпеки (ГІС КСЕБ) була розроблена для зони впливу магістральних газопроводів „Союз” і „Прогрес” на території Чортківського і Борщівського районів. Такі системи магістральних газопроводів повинні задовольняти ряд основних вимог щодо екологічної безпеки:

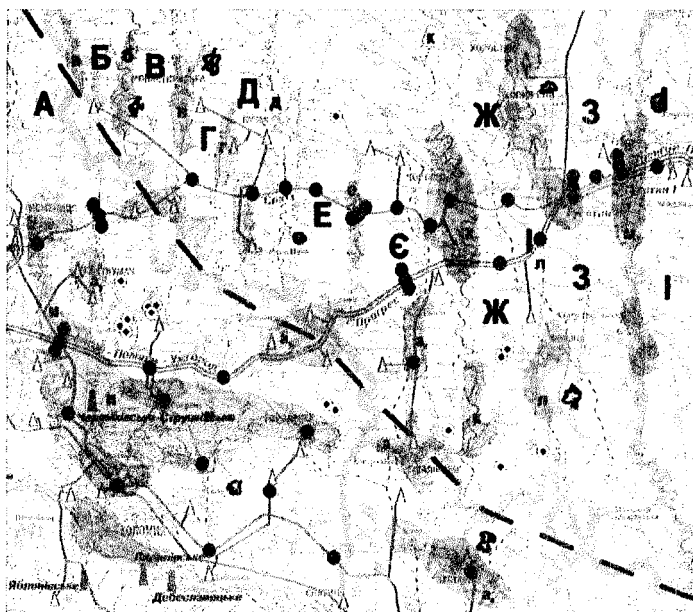
1. Забезпечувати комплексність моніторингу стану компонентів довкілля та джерел їх забруднення з уніфікацією параметрів – показників стану довкілля та географічних місць прив'язки відбору проб. Для забезпечення такої вимоги створюється карта фактичного матеріалу на топографічній багат шаровій основі, яка включає горизонталі рельєфу, гідрографічну мережу, дороги, населені пункти, контури лісових масивів, сільськогосподарських угідь та інші необхідні дані.

2. Забезпечувати постійне оновлення (актуалізацію) даних в автоматизованому режимі, що, по-перше, дозволить мати оперативну інформацію, по-друге, вимагатиме мінімуму часу на підтримку системи, по-третє, дозволить постійно перевіряти коректність даних, отриманих іншими дослідниками.

3. Забезпечувати інформаційну підтримку прийняття рішень як за територіально-адміністративним, так і за басейновим або ландшафтним принципами управління станом довкілля. Тобто введення, обробка і виведення інформації здійснюється за критеріями, що відповідають названим принципам. Це забезпечує зручність використання системи для Державного управління охорони навколишнього природного середовища у Тернопільській області, для Борщівської та Чортківської районних державних адміністрацій, що вивчають забруднення і трансформацію ландшафтів, для басейнових управлінь водними ресурсами і т.д.

4. Забезпечувати можливість експорту інформації в інші українські чи загальноєвропейські системи (XML, MS Excel, MS Word, Map Info та ін.).

Необхідно уточнити деякі поняття в галузі сучасних ГІС-технологій, які необхідні для інтеграції отриманої інформації для складання комплексної карти сучасної екологічної ситуації (рис. 6.2) та карти геоекологічного районування (рис. 6.3). Геоінформаційна система – це сукупність електронних карт з умовними позначеннями об'єктів на них, баз даних з інформацією про ці об'єкти та програмного забезпечення для зручної роботи з картами і базами даних як з єдиним цілим.



**Рисунок 6.2 – Екологічна ситуація та екологічний стан довкілля для геоекологічного районування зони впливу магістральних газопроводів “Прогрес” та “Союз”**

Бази даних – це структурований набір даних про певні характеристики фізичних чи віртуальних систем. Вони можуть бути як внутрішніми (інтегрованими у спеціалізовані геоінформаційні програмні пакети, які напряду працюють з електронними картами), так і зовнішніми (в інших програмних пакетах та форматах). Інформацію внутрішніх баз даних зазвичай називають атрибутами або атрибутивною інформацією. Просторову інформацію електронних



Є два способи подання інформації в ГІС: векторний і растровий.

Векторне подання – це цифрове подання точкових, лінійних та полігональних просторових об'єктів у вигляді набору координатних пар з описанням тільки геометрії об'єктів.

Растрове подання – це неперервний простір у вигляді матриці (мозаїки) комірок. Кожна така комірка ще називається елементом растра або пікселем, має прямо-, три- чи шестикутну форму і містить зображення з однорідними характеристиками в межах комірки (одного кольору чи гама та ін.). Растрове подання використовується для відображення неперервних числових величин, наприклад, для зображення однорідних концентрацій забруднювальних речовин в тому чи іншому компоненті довкілля.

Серед функцій ГІС розрізняють 5 груп:

1. Інформаційно-довідкова – створення і ведення банків даних просторово-координованої інформації, в тому числі:

— створення цифрових (електронних) еколого-техногеохімічних карт. В нашому дослідженні – це комплект із 35 комп'ютерних карт вмісту у компонентах довкілля різних забруднювальних речовин і елементів (див. рис. 6.1);

— створення і ведення банків даних екологічної інформації;

— створення комплексних комп'ютерних (електронних, цифрових) карт сучасної екологічної ситуації (див. рис. 6.2) на ландшафтній основі з інтеграцією поелементних і по компонентних електронних карт, а також карт геоекологічного районування (див. рис. 6.3).

2. Функція автоматизованого картографування – постійна інтеграція нових даних до побудованої на основі екологічного аудиту карти сучасної екологічної ситуації, яка є „нульовим” екологічним фоном, на який в процесі моніторингу компонентів довкілля надбудовуються послідовно нові екологічні карти.

3. Функція просторового аналізу і моделювання природних, природно-антропогенних і соціально-економічних систем – відповідно до заданого сценарію соціально-економічного розвитку території можна порівнювати різні екологічні ситуації, які будуть спричинені цими сценаріями, і уникати небажаних змін у навколишньому середовищі.

4. Функція прогнозування процесів у природних, природно-антропогенних і соціально-економічних територіальних системах – реалізується при оцінюванні і прогнозі поведінки природних і при-

родно-антропогенних територіальних систем та їх компонентів при вирішенні різних наукових і прикладних завдань, у тому числі пов'язаних з охороною навколишнього природного середовища та збалансованим використанням природних ресурсів.

5. Функція підтримки прийняття рішень у плануванні, проектуванні та управлінні – реалізується завдяки технологіям штучного інтелекту, який забезпечує механізм формально-логічного висновку та ухвалення рішення на основі інформації, наявної в базі даних, довідково-інформаційному блоці і результатах просторово-часового аналізу та моделювання. У нашому дослідженні, прийняття рішень обґрунтовується тими змінами у довкіллі, які визначили поділ території на геоекологічні смуги з різним екологічним станом (див. рис. 6.3).

Виділяють закриті і відкриті геоінформаційні системи.

Закриті ГІС не мають можливостей розширення, у них немає вбудованих блоків, не передбачено написання додатків, вони виконують тільки запрограмовані операції. Відкриті ГІС, до яких належать і розроблені в роботі (див. рис. 6.1), мають від 70 до 90 % вбудованих функцій і на 10-30 % можуть добудовуватися самим користувачем за допомогою спеціальних програм.

Із широкого спектру ГІС, що застосовується в Україні і за кордоном, в нашому дослідженні використовувались ГІС MapInfo Professional.

Отже, щоб визначити екологічний стан тієї чи іншої території або геоекосистеми, зробити прогноз її подальшого розвитку, запобігти негативним наслідкам її впливу на людей, необхідно вивчити динаміку природних змін усіх вищезазначених компонентів та вплив на них техногенних чинників. Тільки після цього можна створити ефективні системи екологічної безпеки для науково обґрунтованого, еколого-конструктивного природокористування, захисту довкілля та управління природоохоронною діяльністю.

### **6.3 Картографування сучасної екологічної ситуації методами екологічного аудиту**

Карта сучасної екологічної ситуації є результатом екологічного аудиту відповідної території. Для її побудови в нашому дослідженні було оцінено геоекологічний стан кожного компонента довкілля шляхом інтегрування (комп'ютерного накладання) поелементних і

покомпонентних карт геологічного середовища, геоморфосфери, водних ресурсів, атмосферного повітря, ґрунтового та рослинного покривів.

Для визначення сучасної екологічної ситуації на певній території або об'єкті використовується запропоновані [65-67] коефіцієнти концентрації, кларки концентрації, сумарні показники забруднення та інші параметри. Розрахунки цих кількісних показників дозволяють оцінити екологічні зміни довкілля, які поділяються на вісім геоекологічних станів. У кожному компоненті довкілля можна знайти велику кількість різних хімічних елементів, які до певних концентрацій не є шкідливими для людини, а навіть корисними, необхідними. Середній вміст елементів у земній корі (літосфері) називають кларком. Такі ж кларки розраховані для ґрунтів, вод і т.д. Але в кожному регіоні, залежно від геологічної будови, типу ґрунтів, географічної зональності та інших чинників, будуть свої, характерні тільки для цього регіону, середні вмісти того чи іншого елементу. Такий середній вміст називають регіональним фоном. Він може бути більшим за кларк, а може бути і меншим.

Таким чином, тільки той вміст елементів, який перевищує кларк, а потім і фон, може бути аномальними, а значить і шкідливими для нормального розвитку екосистем. Якщо ж вміст того чи іншого елементу в досліджуваному районі перевищує гранично допустимі концентрації (ГДК), то цей елемент стає токсичним, тобто шкідливим для організму людини.

Аномальний вміст ( $C_a$ ) визначають за формулою [6.1]:

$$C_a = C_i - C_\phi - C_k, \quad (6.1)$$

де  $C_i$  – вміст елементу в досліджуваному компоненті ландшафту;

$C_\phi$  – його природний фон;

$C_k$  – кларк елементу.

При екологічних дослідженнях того чи іншого району визначається оптимальна мережа геоекологічних полігонів, на яких відбираються проби з відповідних природних середовищ. Після проведення фізико-хімічних аналізів для кожної проби за вмістом хімічних елементів складають базу даних. Мережа геоекологічних полігонів для екологічного аудиту повинна визначатись таким чином, щоб були охоплені усі ландшафти кількома точками відбору проб залежно від масштабу карти.

Розрахунки фонового вмісту компоненту довкілля виконують шляхом групування вмісту елементів за характерними їх інтерва-

лами. По кожному інтервалу враховується середній вміст ( $\bar{x}$ ) в своїй групі. Фоновий вміст ( $C_\phi$ ) – характеризує не менше 2/3 або 66,6 % проб з мінімальним і максимальним вмістами. Фон розраховують як сума середніх вмістів елементу не менш як у 66,6 % проб, поділена на кількість цих проб [4].

На еколого-техногеохімічну карту розповсюдження того чи іншого елемента в конкретному компоненті довкілля виносяться ізолінії його рівних концентрацій (ізоконцентрати), які повинні відповідати середньому вмісту  $\bar{x}$  елемента в кожному характерному інтервалі. Тобто, ізолінії концентрацій елементів на картах проводяться не довільно, а тільки через характерні інтервали. Тоді ізолінії будуть передавати характер розповсюдження елемента в компоненті довкілля. Це обґрунтовується характером розподілу вмістів того чи іншого елемента в своїх інтервалах.

Коефіцієнт концентрації ( $K_C$ ) або аномальності хімічних елементів – це показник ступеня накопичення того чи іншого елемента по відношенні до його фонового вмісту.  $K_C$  визначається відношенням реального вмісту в даній точці кожного компоненту довкілля, поділеного на його фоновий вміст:

$$K_C = \frac{C_i}{C_\phi}, \quad (6.2)$$

де  $K_C$  – коефіцієнт концентрації (аномальності елемента);

$C_i$  – вміст  $i$ -того елемента в досліджуваному компоненті;

$C_\phi$  – його природний фон.

Користуючись базою даних з вмісту елементів, можна розрахувати коефіцієнти концентрації елементів в окремих компонентах довкілля для усіх екологічних полігонів.

Сумарний показник забруднення ландшафту (СПЗ або  $Z_C$ ) компонента довкілля розраховується за формулою [65-67]:

$$Z_C = \sum_{i=1}^n K_C - n - 1, \quad (6.3)$$

де  $n$  – загальна кількість хімічних елементів (сумуються значення  $K_C \geq 1$ ).

Сумарні показники забруднення того чи іншого компоненту довкілля характеризують його стійкість по відношенню до антропогенного навантаження. Якщо останнє не перевищує здатність

ландшафту до самоочищення, то виникають екологічні ситуації різної складності, які і оцінюються кількісно.

Користуючись базою даних з коефіцієнтів концентрації ( $K_c$ ) елементів та сумарних показників забруднення ( $Z_c$ ), можна побудувати карти розподілу цих параметрів на території досліджуваного району.

Аналіз таких карт показує, як розповсюджені по території досліджуваного району аномальні вмісти хімічних елементів того чи іншого компонента довкілля.

Після виконання усіх цих процедур можна розробити еколого-техногеохімічні карти сучасного екологічного стану тої чи іншої території. Для цього необхідно послідовно дослідити усі компоненти довкілля, тобто виконати екологічний аудит територій, який можна представити у вигляді функції [1]:

$$E_p = f\left(\frac{T_{cf}}{LT}, \frac{T_{cf}}{GF}, \frac{T_{cf}}{GM}, \frac{T_{cf}}{GD}, \frac{T_{cf}}{AT}, \frac{T_{cf}}{PD}, \frac{T_{cf}}{FC}, \frac{T_{cf}}{ZC}, \frac{T_{cf}}{DC}\right), \quad (6.4)$$

де  $E_p$  – екологічна ситуація на території району;

$LT, GF, GM, GD, AT, PD, FC, ZC, DC$  – природний стан літосфери, геофізсфери, геоморфосфери, гідросфери, атмосфери, педосфери, фітосфери, зоосфери, демосфери;

$T_{cf}$  – техногенний вплив на компоненти геоекосистеми важкими металами, пестицидами, нафтопродуктами та іншими речовинами.

Комплексні карти сучасної екологічної ситуації як результат екологічного аудиту територій складаються шляхом комп'ютерного накладання покомпонентних карт, які є результатом накладання поелементних еколого-техногеохімічних карт (див. рис. 6.1).

Таким чином, із вище приведеної оцінки методів визначення сучасної екологічної ситуації для досліджуваного району обраний екологічний аудит територій, як найбільш об'єктивний та інформативний метод.

Геоекологічний стан компонентів довкілля Подільського Придністров'я визначений ранжуванням сумарних показників забруднення ґрунтового і рослинного покривів, атмосферного повітря і ґрунтових вод (табл. 6.2). Кожному екологічному стану відповідає той чи інший колір на карті сучасної екологічної ситуації.



**Ранжування сумарних показників забруднення для оцінки  
екологічного стану компонентів довкілля**

Сумарні показники забруднення (СПЗ)				Геоекологічний стан
грунтів	грунтових вод	атмосферного повітря	рослинності	
0	0-200	0-50	0	сприятливий
0-1400	200-400	50-100	0-100	нормальний
1400-2000	400-800	100-200	100-200	задовільний
2000-2400	800-1000	200-400	200-400	напружений
2400-2800	1000-1200	400-900	400-900	складний

Для встановлення спільних аномальних зон забруднення застосований метод комп'ютерного накладання фонових і аномальних вмістів забруднювальних речовин у різних компонентах.

У результаті на карті сучасної екологічної ситуації виділяються контури розповсюдження різних геоекологічних станів, узгоджені з контурами місцевостей [167] на ландшафтній карті. Із порівняння цих карт видно, що геоекологічні зони і смуги відповідають контурам ландшафтів та ландшафтних місцевостей (див. рис. 6.2, рис. 6.3).

Долина Дністра та його допливів (притоків) в межах заплави та низьких надзаплавних терас знаходиться в сприятливому геоекологічному стані, а долини лівих допливів „несуть” незначне забруднення від місцевих джерел Чортківського і Борщівського районів, відбувається також вплив регіонального, а можливо і транскордонного переносів.

У долинних геосистемах лівих допливів Дністра – Стрипи, Тупої, Серета, Нічлави, Циганської і Збруча – екологічний стан нормальний, лише біля локальних джерел викидів він напружений. На горбогірних хвилястих рівнинах, що розділяють вказані ріки, склався задовільний геоекологічний стан.

На карту сучасної екологічної ситуації винесені порушення геологічного середовища, як природні (сучасні активні геодинамічні зони стискання і розтягнення земної кори, локальні зсуви, брахі-антиклиналі в платформовому чохлі, які були активізовані в неоген-четвертинний час і які можуть провокувати землетруси, а також розвиток карстових процесів), так і техногенні (кар'єри з видобутку

корисних копалин), а також порушення геоморфосфери (рельєфу) зсувами, обвалами, селями, осипищами, ерозією, суфозією та ін. При цьому порушення рельєфу в основному є природними, але час-то вони підсилені надмірною господарською діяльністю людини.

Із карти сучасної екологічної ситуації (див. рис. 6.2) видно, що кожен компонент довкілля несе на собі те чи інше забруднення важкими металами, нафтопродуктами, пестицидами, радіонуклідами. Тобто, ландшафтні місцевості разом з відповідним техногенним навантаженням, в тому числі і від магістральних газопроводів, утворюють геоекологічні смуги, що відповідають ландшафтним місцевостям. Відповідно на досліджуваній нами території Гусятинського, Борщівського і Чортківського районів було виділено кілька додатних та від'ємних геоекологічних смуг, які відповідають різним типам ландшафтних місцевостей (див. табл. 6.2, рис. 6.2).

Отже, карта сучасної екологічної ситуації (рис. 6.2) свідчить про те, що просторовий розподіл геоекологічних смуг з різним екологічним станом дозволяє розробити для них індивідуальні заходи з оптимізації та покращення стану довкілля. У межах зони впливу магістральних газопроводів цей стан нормальний і сприятливий, а на суміжних територіях він задовільний і лише в окремих аномальних контурах – напружений.

Аналізуючи попередні матеріали, пропонуємо основні принципи управління природоохоронною діяльністю та раціональним природокористуванням на території впливу газопроводів [261]. Основою такого управління є геоекологічна оцінка стану довкілля досліджуваної території, на базі якої розробляються системи екологічного моніторингу, довгострокові екологічні програми, стабілізаційні заходи або оперативні акції, якщо ситуація зайшла в катастрофічний екологічний стан. У нашій роботі виконано оцінку екологічного стану геоекологічних смуг та прогноз розвитку і змін окремих компонентів довкілля для управління екологічною ситуацією на території впливу газопроводів „Союз” і „Прогрес”.

Таким чином, маючи повну екологічну інформацію та використавши новітні ГІС-технології, можна бути впевненим, що екологічна ситуація перебуває під контролем. У зоні впливу магістральних газопроводів „Союз” і „Прогрес” є зміни природного середовища, характерні для всієї досліджуваної території, тобто газопроводи істотно не вплинули на сучасний екологічний стан.

## 6.4 Дослідження формування ареалів забруднення і загазованості витоками з трубопроводів на математичних моделях

Проблема діагностування витоків з газопроводів викликана, з одного боку, старінням газотранспортних магістралей [117, 118, 173, 175, 204, 246] і пов'язаною з цим високою вірогідністю появи свищів у результаті корозійних процесів [103, 245, 247], а, з іншого, із несанкціонованими відборами газу [176].

Корозійне ушкодження трубопроводу призводить до сполучення його порожнини з атмосферою, що супроводжується витіканням транспортованого продукту. При цьому залежно від фізичних властивостей перекачуваного середовища можуть спостерігатися різні режими витікання. Так, якщо перекачуваним продуктом є рідка фаза, то за рахунок гравітаційних сил вона проникатиме в ґрунт з утворенням ареалу забруднення, у випадку газової фази відбуватиметься фільтрація газу в розміщені над трубопроводом шари ґрунту з утворенням зони загазованості. В обох випадках важливо спрогнозувати час і обсяг ареалів забруднення чи загазованості.

Питанням формування ареалів забруднень присвячено низку робіт [100, 199], де розглянуто фізичний зміст процесу, подано результати фізичного моделювання і їх аналіз, розроблено методичні основи прийняттого ризику. Однак, питанню формування ареалів забруднень не надавалось належного значення. Тому моделювання процесу формування ареалу забруднення, тобто побудови поля швидкостей фільтрації в пористому середовищі як функції просторових координат та часу, є актуальним завданням.

З математичної точки зору розглядається пористе середовище безмежних геометричних розмірів, в якому спостерігається фільтрація рідини. В початковий момент часу швидкість фільтрації рідини відсутня і тиск в пористому середовищі є сталою величиною. В момент часу  $t \geq 0$  у деякій точці порового простору спостерігається надходження нестискуваної рідини з певною витратою, тобто починає діяти додатне джерело маси  $q_1$  (кг/м<sup>3</sup>·с). Необхідно встановити, як змінюватиметься у часі тиск та швидкість фільтрації в різних точках пористого середовища.

Диференціальне рівняння фільтрації рідини в пористому середовищі, як відомо [252], має такий вигляд:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = x \nabla^2 p + \frac{f}{q\beta^*}, \quad (6.5)$$

де  $p$  – тиск рідини в ґрунті;

$t$  – час;

$x$  – коефіцієнт п'єзопровідності:

$$x = \frac{k}{\mu \times \beta^*};$$

$k$  – коефіцієнт проникності пласта, який характеризує властивість пористого середовища пропускати крізь себе рідину під дією прикладеного перепаду тиску;

$\mu$  – коефіцієнт динамічної в'язкості рідини;

$$\beta^* = m \cdot \beta_p + \beta_c,$$

$m$  – пористість середовища пласта (безмірна величина);

$\beta_p, \beta_c$  – коефіцієнти об'ємної пружності відповідно рідини і пласта);

$\rho$  – густина рідини;

$\nabla^2$  – оператор Лапласа в декартовій системі координати:

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}.$$

Оскільки задача, що розглядається, є осесиметричною, а пористе середовище однорідним, можливий перехід від просторової постановки до плоскої. Розглянемо вертикальну площину, довільно орієнтовану в пористому середовищі, в якій діє постійне джерело інтенсивністю ( $q_1$ ), розміщене в точці з координатами ( $x, y$ ). В такому випадку оператор Лапласа:

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} \quad (6.6)$$

Функція внутрішнього джерела маси в пласті:

$$f(x, y, t) = \lim_{\substack{\Delta V \rightarrow 0 \\ \Delta t \rightarrow 0}} \frac{\Delta G}{\Delta V \cdot \Delta t} \quad (6.7)$$

де  $\Delta V$  – об'єм, взятий в пласті;

$\Delta t$  – проміжок часу;

$\Delta G$  – маса рідини, що надходить в об'єм ( $\Delta V$ ) за проміжок часу ( $\Delta t$ ).

Для фільтрації рідини у пористому просторі із рівняння (6.5) будемо мати:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{1}{x} \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{f}{F}, \quad (6.8)$$

де  $F = g\beta^2 x = g\beta^* \frac{k}{\mu\beta^*} = \frac{gk}{\mu}$ .

Враховуючи сказане вище, функція  $f$  набуває такого вигляду:

$$f = q_1 \cdot \delta(x) \cdot \delta(y) \quad (6.9)$$

При цьому сформульована фізична задача в математичному записі буде полягати у знаходженні розв'язку рівняння:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{1}{x} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{q_1}{F} \cdot \delta(x) \cdot \delta(y), \quad (6.10)$$

за таких початкових та граничних умов:

$$p(x, y, 0) = p_0, \quad p|_{x \rightarrow \infty} \rightarrow p_0, \quad p|_{y \rightarrow \infty} \rightarrow p_0, \quad (6.11)$$

де  $p_0$  – початковий тиск в пласті;

$\delta(x) \times \delta(y)$  – дельта-функції Дірака.

Для розв'язання сформульованої задачі скористаємося методом функцій Гріна, що для даної крайової задачі знаходять так:

$$G_{/t=\tau} = \delta(x-x') \times \delta(y-y'), \quad G \Big|_{\substack{|x| \rightarrow \infty \\ |y| \rightarrow \infty}} \rightarrow 0, \quad t > \tau. \quad (6.12)$$

Розв'язок задачі (6.12) є фундаментальним розв'язком двовимірної задачі фільтрації рідини, який записують у вигляді:

$$G = \frac{1}{(2\sqrt{\pi x(t-\tau)})^2} e^{-\frac{(x-x')^2 + (y-y')^2}{4x(t-\tau)}}. \quad (6.13)$$

Задача (6.10), (6.11) є неоднорідною задачею фільтрації рідини в пласті з граничними умовами першого роду на нескінченності. Розв'язок такої задачі через функцію Гріна матиме вигляд:

$$p(x, y, t) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} p_0 G(x - \xi, y - l, t) d\xi dl + \int_0^t \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{x}{F} q_1 \delta(\xi) \delta(l) G(x - \xi, y - l, t - \tau) d\xi dl d\tau. \quad (6.14)$$

Підставляємо функцію Гріна (6.13) в (6.14):

$$p(x, y, t) = p_0 \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{1}{(2\sqrt{\pi x t})^2} e^{-\frac{(x-\xi)^2 + (y-l)^2}{4xt}} d\xi dl + \int_0^t \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{x}{F} q_1 \delta(\xi) \delta(l) \frac{1}{(2\sqrt{\pi x(t-\tau)})^2} e^{-\frac{(x-\xi)^2 + (y-l)^2}{4x(t-\tau)}} d\xi dl d\tau. \quad (6.15)$$

Після інтегрування даного виразу отримуємо розв'язок задачі (6.10), (6.11):

$$p(x, y, t) = \frac{p_0}{4\pi x t} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{(x-\xi)^2 + (y-l)^2}{4xt}} d\xi dl + \frac{x q_1}{F} \int_0^t \frac{1}{(2\sqrt{\pi x(t-\tau)})^2} \times e^{-\frac{x^2 + y^2}{4x(t-\tau)}} d\tau. \quad (6.16)$$

Підстановка (6.16) у рівняння (6.10), (6.11) доводить правильність отриманого результату. Для побудови поля швидкостей фільтрації доцільно скористатися рівнянням закону Дарсі:

$$W = -\frac{k}{\mu} \text{grad} P,$$

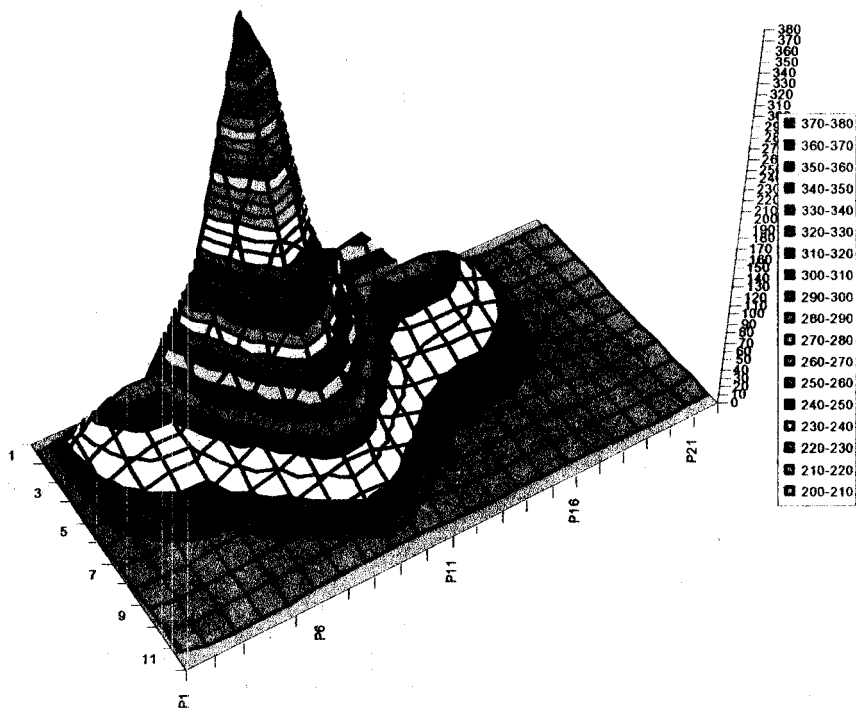
або в плоскій постановці задачі:

$$w(x, y, t) = \frac{k}{\mu} \left( \frac{\partial P(x, y, t)}{\partial x} + \frac{\partial P(x, y, t)}{\partial y} \right). \quad (6.17)$$

На основі отриманих розв'язків у вигляді (6.16) і (6.17) складено алгоритм і розроблено програму моделювання процесу формування ареалу забруднень довкілля в результаті появи витoku продукції з промислового газопроводу.

На рис. 6.5 зображено результати математичного моделювання процесу формування ареалу забруднень при появі витoku продукції

з промислового трубопроводу. В горизонтальній площині зображено лінії, що відповідають різним моментам часу процесу формування ареалу, вертикальна вісь відображає в масштабі величини швидкостей фільтрації в кожній точці площини і на кожен момент часу.



**Рисунок 6.5 – Результати математичного моделювання поля швидкостей фільтрації при появі витoku з промислового трубопроводу**

Як бачимо, найбільшої величини швидкість фільтрації досягає в точці розміщення джерела 1,7-3,2 м/добу, однак з плином часу фільтрація газу сповільнюється через збільшення площі ареалу забруднення. Так, на віддалі 5 м по нормалі від осі трубопроводу швидкість фільтрації сягає 0,05-0,08 м/добу, а на віддалі 5 м від джерела вздовж осі трубопроводу – 0,1-0,3 м/добу. Тому ареал забруднення в ґрунтах має форму еліпса, велика вісь якого витягнута вздовж трубопроводу. Це пояснюється значно вищою проникністю

грунту в зоні засипання трубопроводу. На кінець першої доби конденсатна пляма на поверхні ґрунту розповсюджується до 5-6 м в напрямку по нормалі до осі трубопроводу і до 8-10 м вздовж осі. Наприкінці п'ятої доби мала піввісь конденсатної плями видовжиться до 11-13 м, а велика – до 19-24 м. Площа поверхні забруднення за першу добу складе 125-190 м<sup>2</sup> і збільшиться до 655-980 м<sup>2</sup> на кінець п'ятої доби.

При утворенні свищів у стінках газопроводу витоки газу формують у ґрунті ареал загазованості певних геометричних розмірів та тривалості. Це викликає суттєві втрати газу і створює небезпеку в обслуговуванні газопроводу. Тому, з практичної точки зору, важливо прогнозувати тривалість процесу фільтрації газу і радіус ареалу загазованості території до появи останнього на поверхні ґрунту.

Розглядається плоска задача фільтрації газу в пористому середовищі (ґрунті) при виникненні точкового джерела, яким є витік газу з газопроводу. Як і в попередньому випадку, задача може бути зведена до моделі 6.4, яку доцільно виразити через швидкості фільтрації:

$$\frac{\partial^2 W}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 W}{\partial y^2} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial W}{\partial t} - q \delta(y-H) \delta(x-l), \quad (6.18)$$

де  $H$  – глибина розміщення витоку від поверхні;

$l$  – віддаль по горизонталі від початку координат до джерела витоку.

Вважатимемо, що на значній віддалі від джерела в ґрунті середовище є нерухомим.

Припустимо, що до початку активації джерела ( $t=0$ ) система перебувала у спокої, швидкість фільтрації у всіх точках площини була рівна нулю, тобто  $W(x, y, 0) = 0$ , а під час дії джерела поверхня ґрунту залишається непроникною, тобто при  $t > 0$  маємо  $W(x, 0, t) = 0$ .

Крайова задача у цьому випадку матиме вигляд:

$$\frac{\partial w}{\partial t} = \alpha \left( \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \right) - \alpha \frac{q}{F} \delta(x-x_0) \delta(y-y_0), \quad (6.19)$$

$$w(x, 0, t) = 0; \quad w(x, y, 0) = 0. \quad (6.20)$$

Рівняння (6.11) є граничною і початковою умовами задачі. Оскільки інтенсивність діючого точкового джерела вздовж осі  $x$  є сталою, то задача, що розглядається, є плоскою.



Математична модель реалізується методом інтегральних перетворень.

Для розв'язку задачі використовуємо синус-перетворення Фур'є за змінною ( $y$ ) і перетворення Лапласа за часом ( $t$ ):

$$W = \int_0^{\infty} W(x, y, t) \sin \lambda y dy, \quad (6.21)$$

$$\bar{W} = \int_0^{\infty} W(x, \lambda, t) e^{-St} dt. \quad (6.22)$$

Застосувавши перетворення 6.12 до задачі, отримуємо:

$$\frac{\partial W}{\partial t} = \varkappa \left( \frac{\partial^2 W}{\partial x^2} - \lambda^2 W \right) - \varkappa \frac{g}{F} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0), \quad (6.23)$$

$$W(x, \lambda, 0) = 0. \quad (6.24)$$

До задачі (6.14), (6.15) застосовуємо перетворення Лапласа (6.13):

$$S\bar{W} = \varkappa \left( \frac{d^2 \bar{W}}{dx^2} - \lambda^2 \bar{W} \right) - \varkappa \frac{g}{SF} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0) \quad (6.25)$$

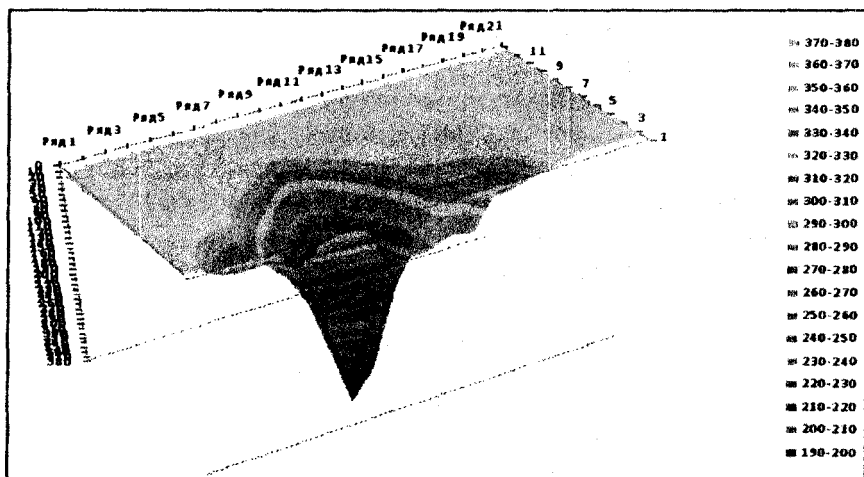
або

$$\frac{d^2 \bar{W}}{dx^2} - \left( \frac{S + \varkappa \lambda^2}{\varkappa} \right) \bar{W} = \frac{g}{FS} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0). \quad (6.26)$$

Для встановлення закономірностей формування поля швидкостей фільтрації газу в ґрунті проведено обчислювальний експеримент на основі створеної моделі. В умовах експерименту приймалося, що на глибині 1 м знаходиться точковий малий витік газу інтенсивністю 20 мм<sup>3</sup>/с через корозійний отвір в стінці труби круглої форми діаметром 2 мм. При цьому лінійна швидкість витіку газу через отвір складає 6,37 мм/с (382 мм/хв.). Проникність середовища (ґрунту в непорушеному стані) прийнято рівною 0,5 дарсі. Вздовж осі трубопроводу ( $y$  напрямку засипання траншеї) проникність вважається в 1,5 рази більшою.

На рис. 6.6 представлено графічну залежність розподілу швидкостей фільтрації газу в пористому середовищі (ґрунті) і утворення ареалу загазованості при виникненні точкового витіку газу з газопроводу низького тиску для моменту часу, коли фільтрація газу до-

сягне поверхні ґрунту. Як видно з графіка, на великих глибинах (близько до поверхні газопроводу) ареал загазованості має майже конічну форму і розширюється з наближенням до поверхні ґрунту. Відносно великий градієнт тиску у вертикальному напрямку зумовлює значне перевищення вертикальної складової швидкості фільтрації над горизонтальною.



**Рисунок 6.6 – Результати математичного моделювання поля швидкостей фільтрації при появі витoku з газопроводу**

З наближенням до поверхні вертикальний градієнт тиску зменшується за рахунок фільтраційних втрат, і в безпосередній близькості до поверхні вертикальний і горизонтальний градієнти тиску практично зрівнюються. Тому біля поверхні ґрунту спостерігається різке розширення ареалу загазованості. На відстані, що складає 25 % від глибини залягання трубопроводу площа поверхні ареалу загазованості становить 13,3 % від максимальної величини на поверхні ґрунт.

При відстані від трубопроводу, рівній 50 % глибини залягання, ця площа зросла до 16,6 %. Подальше наближення до поверхні на відстань 75 % глибини залягання трубопроводу площа поверхні ареалу зростає до 33,3 %, а на відстані 10 % від поверхні ґрунту (90 % глибини) ця площа сягає 67,8 %. Отже, на останніх 10 % глибини залягання трубопроводу площа ареалу загазованості збільшується на 32,2 %.

На глибинах, близьких до глибини залягання газопроводу ареал загазованості має форму круга, оскільки проникність ґрунту в усіх напрямках однакова. З наближенням до поверхні ґрунту ареал загазованості витягується вздовж осі газопроводу, оскільки проникність ґрунту в поперечному напрямку менша. Співвідношення осей еліпса ареалу загазованості на поверхні ґрунту складає 30-35 % в залежності від властивостей ґрунту. Загальна площа поверхні ареалу загазованості на поверхні ґрунту складає близько  $40 \text{ м}^2$  і залежить від умов формування.

Тривалість процесу формування ареалу загазованості в умовах проведеного обчислювального експерименту (час від моменту появи витoku до досягнення поверхні ґрунту) склав 5 хв 23 с. Отже, індикація загазованості, викликаного появою витoku газу з газопроводу низького тиску, складе не менше 10 хв.

З метою оцінювання можливих параметрів формування ареалу загазованості проводились розрахунки за різними значеннями витрати витoku для ґрунтів різної проникності.

Величина витрати газу через корозійне пошкодження змінювалась у діапазоні 50 % від зазначеної, тобто в межах  $10\text{-}30 \text{ мм}^3/\text{с}$  ( $20 \text{ мм}^3/\text{с}$ ). Встановлено, що при зміні витрати витoku характер формування ареалу загазованості практично не змінюється. Збільшення витрати витoku на 50 % призводить до скорочення тривалості формування ареалу загазованості на величину до 15 % при зростанні площі на поверхні ґрунту на величину до 28 %. При зменшенні витрати витoku на 50 % тривалість формування ареалу загазованості зростає на величину до 77 %, а площа ареалу на поверхні ґрунту зменшується на 12 %.

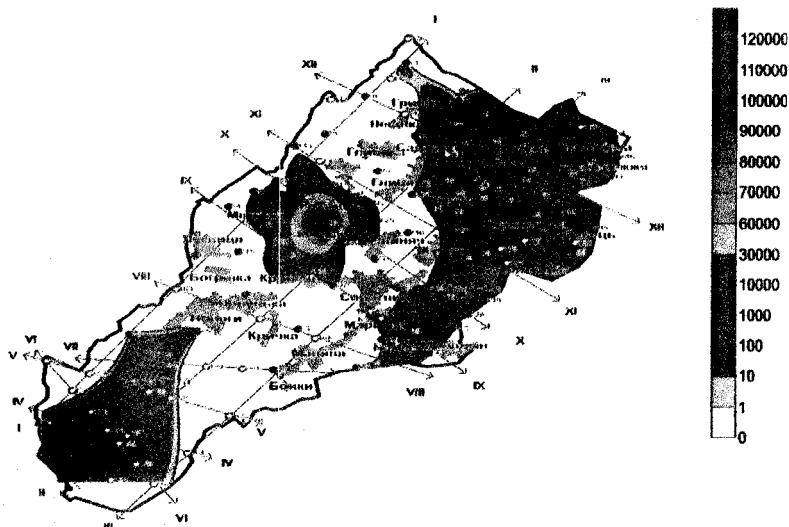
Таким чином, є нелінійна залежність параметрів формування ареалу загазованості від величини витрати витoku. Зменшення витрати витoku призводить до суттєвого збільшення тривалості формування ареалу загазованості і до незначного зменшення площі ареалу на поверхні ґрунту, тому малі за величиною витрати витoku найбільш небезпечні з екологічної точки зору.

## 6.5 Прогнозування екологічного ризику при аварії на ділянці магістрального газопроводу

На території Івано-Франківської області прокладені і транспортують газ великі магістральні газопроводи – “Союз”, “Прогрес”, “Уренгой – Помари – Ужгород”, “Ананьєв – Чернівці – Богородчани”, “Торжок – Долина”, “Пасічна – Тисмениця”, “А 45” та інші. Вищезгадані газопроводи мають високий рівень зносу, тому існує велика небезпека виникнення аварійних ситуацій. Одним із важливих газотранспортних вузлів на Прикарпатті є Богородчанський.

Богородчанський газотранспортний вузол вибраний не випадково, а через те, що на порівняно невеликій території (Богородчанського, північна частина Надвірнянського, незначні частини Калузького, Тисменецького та Рожнятівського адміністративних районів Івано-Франківської області) функціонують всі технологічні складові системи магістральних газопроводів: компресорні станції, газорозподільні станції, підземне сховище природного газу та розгалужена мережа лінійних магістральних трубопроводів. Тому технічний комплекс Богородчанського газотранспортного вузла взаємодіє з геоекосистемами Прикарпаття, утворюючи складну природно-антропогенну геоекосистему. Досліджуючи динаміку розвитку цієї системи, можна моделювати та прогнозувати різні варіанти функціонування геоекосистем у зонах впливу небезпечних техногенних об’єктів, визначати їх негативний екологічний вплив, ситуацію та ризику, регулюючи безпеку і межі екологічних та економічних параметрів, які забезпечать сталий розвиток унікальних геоекосистем Прикарпаття та України загалом.

Аналіз екологічного стану приземного шару повітря Богородчанського району проводився на основі побудованих карт розповсюдження концентрацій шкідливих речовин, коефіцієнтів концентрації, коефіцієнтів екологічної небезпечності та карти сумарного показника забруднення. Найкращим показником для оцінки екологічного стану атмосферного повітря є опади у вигляді снігу, тому нами під керівництвом професора Адаменка О. М. проведено аналіз розповсюдження важких металів у сніговому покриві та отримано комплексну карту сучасної екологічної ситуації (рис. 6.7).



**Рисунок 6.7 – Комплексна карта сучасної екологічної ситуації Богородчанського газотранспортного вузла**

Аналізуючи стан атмосферного повітря, можна зробити висновки, що:

— відсотковий вміст кисню в повітрі магістральних газопроводів зменшився, в деяких місцях до 20,175 %. Особливо таке зменшення спостерігається у західній частині району дослідження, де найбільш густа мережа газопроводів. Найбільший вміст кисню в атмосферному повітрі у південно-західній та північно-східній частинах, тому що вони дещо віддалені від трубопроводів;

— вміст чадного газу найбільший в місцях, де найменша концентрація кисню і в цих же ділянках виявлений дещо вищий вміст вуглекислого газу, а найбільша його концентрація на заході в районі с. Міжгір'я;

—  $NO_x$  і  $SO_x$  мають взаємопідсилюючу дію;

— найбільш забруднене повітря виявлено вздовж магістральних газопроводів, особливо у західній частині території вузла, де найбільш густа мережа їх прокладання. Межі ділянок з аномальними значеннями майже співпадають, тому сніговий покрив найбільш забруднений у таких місцях: в західній частині біля с. Ловаги, на півдні – в с. Старуня та її околицях, на сході – с. Липівка. Особливо

значне забруднення атмосферного шару виявлено між смт. Богородчани і с. Похівка на території управління магістральними газопроводами.

У сніговому покриві нами були виявлені закономірності розповсюдження таких важких металів, як мідь, цинк, свинець. Ділянки з концентраціями, що відмінні від нуля, виявлені в місцях з пересіченою місцевістю на заході в с. Ловаги – це одночасно пояснює і забруднення важкими металами в цій точці – результат транскордонних переносів.

Крім важких металів, що виявлені в сніговому покриві, які потрапили з атмосферного повітря, проаналізовано розповсюдження інших сполук: вуглекислого газу, чадного газу, оксидів азоту та сірки, пилу, бензину, ацетону та кисню. Ареали розповсюдження цих забруднювачів співпадають з розою вітрів для досліджуваної території. Виявлено також основну закономірність досліджень – високі концентрації забруднювачів на ділянках з густою мережею автодоріг, котелень та поблизу об'єктів транспортування природного газу.

Відомо, що природний газ метан також негативно впливає на життєдіяльність людини, оскільки має наркотичну і токсичну дію. У рамках проблеми, яку ми розглядаємо, певний інтерес становить вплив рівня загазованості внаслідок руйнування магістрального газопроводу. Розрахунки [48, 80] показали, що максимальні розміри забруднення зон атмосферного повітря не перевищують 250-300 м. Дана відстань може збільшуватись в залежності від діаметра газопроводу та напрямку витікання струменя газу при його розгерметизації. Майже у половині випадків при цьому відбувається спалахування газу на місці пошкодження, тоді масштаби загазованості атмосферного повітря зменшуються.

Отже, трубопровідний транспорт негативно впливає на середовище його прокладання. Тому головне завдання щодо захисту навколишнього середовища зводиться до зменшення техногенного впливу під час будівництва і експлуатації газопроводів, а, з іншого боку, необхідно зменшити негативний вплив природних чинників на їх безпеку та надійність. Для вирішення поставленої задачі використаємо методи екологічного ризик-аналізу [71, 73, 124, 207, 220].

Загальну схему екологічного ризик-аналізу об'єктів транспортування газу можна подати у такому вигляді:

- 1) ідентифікація ризику;
- 2) виявлення джерела ризику;

- 3) визначення факторів екологічного ризику;
- 4) визначення реципієнтів ризику;
- 5) управління ризиком.

Основні фактори екологічного ризику аварій на газопроводах можна поділити на дві групи – техногенні та природні. До техногенних відносяться дефекти труб, помилки монтажу, недотримання профілю і плану траншеї для прокладання газопроводу, різні пошкодження під час земляних робіт та ін. Для зменшення таких факторів необхідно строго дотримуватись технологічної дисципліни та вчасно проводити контролюючі діагностичні заходи.

До природних факторів відносяться корозія різних видів та механічна дія ґрунтів. Інтенсивність цих процесів характеризується регіональними особливостями території. Найбільш важливі з них – температура і вологість ґрунту, які залежать від морфологічних характеристик рельєфу.

Лінійна частина газопроводів є потенційно небезпечним об'єктом і володіє великим енергетичним потенціалом, здатним негативно впливати на навколишнє середовище. Тому велике значення має вирішення проблеми щодо зонування території в межах проходження траси та прогнозування параметрів небезпечних зон для населення і територій [29, 31]. При виборі методів оцінювання ризику виникнення аварій на магістральних газопроводах необхідно звернути увагу на картографічні та модельні. Імітаційне моделювання дозволяє не тільки оперативно прогнозувати, але й розробляти рекомендації щодо зменшення ризику та ліквідації наслідків надзвичайних аварійних ситуацій [32, 48, 123, 138, 244].

Розглянемо методику розрахунку зони детонації та відстані розповсюдження хмари вибухонебезпечної суміші під час аварії на магістральному газопроводі. Необхідно врахувати, що аварії при розгерметизації газопроводів супроводжуються такими процесами: витіканням газу до спрацювання запірної арматури, закриття запірної арматури, витіканням газу із аварійної ділянки газопроводу, яка відсічена арматурою. У місцях пошкодження відбувається витік газу під високим тиском у навколишнє середовище.

Внаслідок розгерметизації газопроводу метан піднімається в атмосферу, а інші гази та їх суміші осідають в приземному шарі. Змішуючись з повітрям, гази утворюють хмару вибухонебезпечної суміші. Як свідчить статистика, майже 60 % аварій супроводжуються пожежами та вибухами. Пожежовибухова небезпека виникає

уже тоді, коли концентрація метану в повітрі перевищує 5 % за об'ємом. Вибухове горіння під час аварій на газопроводах відбувається за одним із двох режимів – дефлеграційним або детонаційним. Під час оперативного прогнозування приймають, що процес розвивається у детонаційному режимі [282].

Відстань, на яку розповсюджується хмара вибухонебезпечної суміші в напрямку вітру, визначають за емпіричною формулою [63]:

$$L = 25 \sqrt{\frac{M}{V}}, \quad (6.27)$$

де  $M$  – масовий секундний розхід газу, кг/с;

25 – коефіцієнт пропорційності;

$V$  – швидкість вітру, м/с.

При цьому межа зони детонації радіусом  $r_0$  в результаті витoku газу у випадку розгерметизації газопроводу визначають за формулою:

$$r_0 = 12,5 \sqrt{\frac{M}{V}}. \quad (6.28)$$

Масовий секундний розхід газу  $M$  із газопроводу для критичного режиму витoku, коли основні його параметри (розхід та швидкість витoku) залежать тільки від параметрів розгерметизованого трубопроводу, визначається рівнянням:

$$M = \psi \cdot F \cdot \mu \sqrt{\frac{P_r}{V_r}}, \quad (6.29)$$

де  $\psi$  – коефіцієнт, який враховує розхід газу від стану витoku (для звукової швидкості витoku  $\psi = 0,7$ );

$F$  – площа отвору витoku, яка приймається рівною площі січення трубопроводу, м<sup>2</sup>;

$\mu$  – коефіцієнт розходу газу, який враховує форму отвору (для розрахунків приймається рівним 0,8);

$P_r$  – тиск газу в газопроводі, Па;

$V_r$  – питомий об'єм транспортованого газу, який визначається з рівняння:

$$V_r = R_0 \frac{T}{P_r}, \quad (6.30)$$

де  $T$  – температура транспортованого газу, К;

$R_0$  – питома газова стала, яка визначається за даними часткового вмісту газу  $q_k$  і молярних мас компонентів суміші із співвідношення:



$$R_0 = 8314 \sum_{i=1}^n q_k / m_k, \quad (6.31)$$

де 8314 – універсальна газова стала, Дж/(кмоль·К);

$m_k$  – молярна маса компонентів, кг/кмоль;

$n$  – кількість компонентів.

При прогнозуванні наслідків аварій на газопроводі зону детонації приймаємо з врахуванням напрямку вітру приймаючи, що межа зони детонації розповсюджується від трубопроводу у напрямку вітру на відстань  $2r_0$ . У випадку завчасного прогнозування зона детонації розповсюджується у вигляді смуг вздовж трубопроводу шириною  $2r_0$  з кожної сторони. Це пов'язано з тим, що хмара вибухонебезпечної суміші може розповсюджуватись в будь-який бік від трубопроводу, що залежить від напрямку вітру.

Для розрахунків температуру транспортуючого газу приймаємо  $40^\circ \text{C}$ . Вміст звичайного газу за відсутності даних може прийматися у співвідношенні: метан – 90%, етан – 4%, пропан – 2%, Н-бутан – 2%, ізопентан – 2% [63].

Зону можливого розповсюдження вибухонебезпечної суміші на топографічних картах вказують у вигляді кола, півкола або сектора. Центр кола, півкола або сектору збігається з місцем розгерметизації газопроводу (вибрано довільно):

1. За прогнозованої швидкості вітру  $0,5 \text{ м/с}$  зона детонації має вигляд кола радіусом  $r_0$ .

2. За прогнозованої швидкості вітру  $0,6\text{-}1 \text{ м/с}$  зона детонації має вигляд півкола. Кут ділянки дорівнює  $180^\circ$ , бісектриса кута збігається з віссю розповсюдження хмари і орієнтована у напрямку вітру.

3. За прогнозованої швидкості вітру більше  $1 \text{ м/с}$  зона детонації має вигляд сектора радіусом  $2r_0$ . За швидкості вітру  $1,1\text{-}2 \text{ м/с}$  кут сектора дорівнює  $90^\circ$ , а за швидкості більше  $2 \text{ м/с}$  –  $45^\circ$ .

Згідно з наведеною вище методикою були проведені розрахунки зони детонації і дальності розповсюдження хмари вибухонебезпечної суміші за різних швидкостей вітру.

Отримані результати:

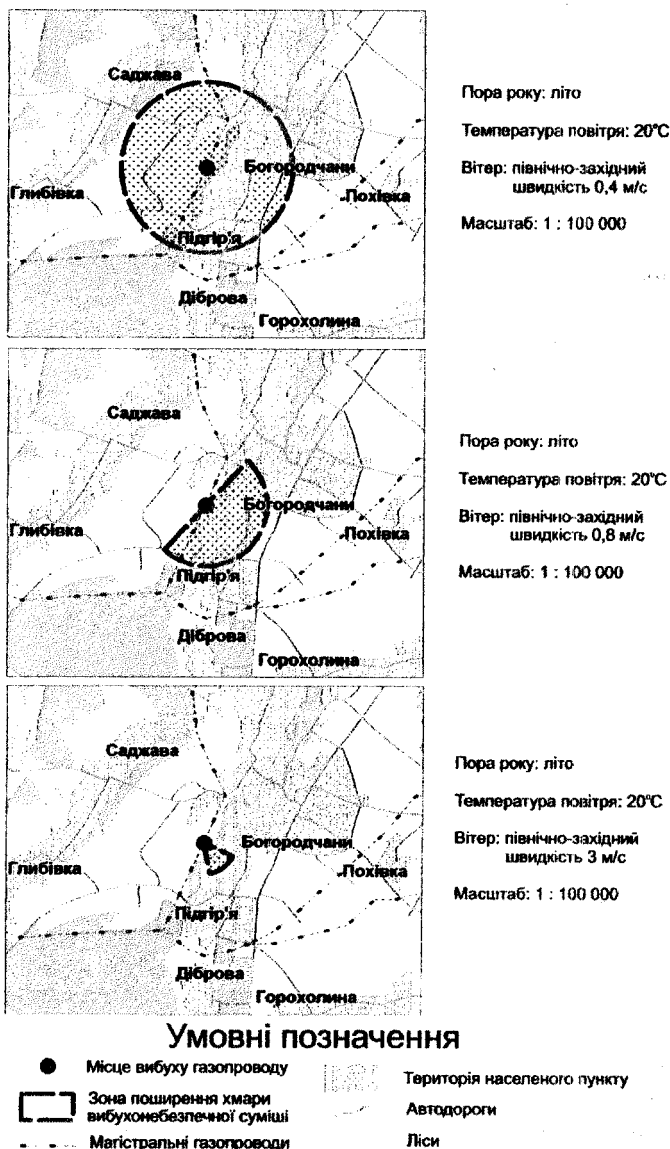
— при  $0,4 \text{ м/с}$ :  $L = 4325 \text{ м}$ ;  $r_0 = 2162,5 \text{ м}$ ;

— при  $0,8 \text{ м/с}$ :  $L = 3075 \text{ м}$ ;  $r_0 = 1537,5 \text{ м}$ ;

— при  $3,0 \text{ м/с}$ :  $L = 1581 \text{ м}$ ;  $r_0 = 787,5 \text{ м}$ .

Картографічне моделювання отриманих результатів проводилось в програмному продукті MapInfo 85 Professional.

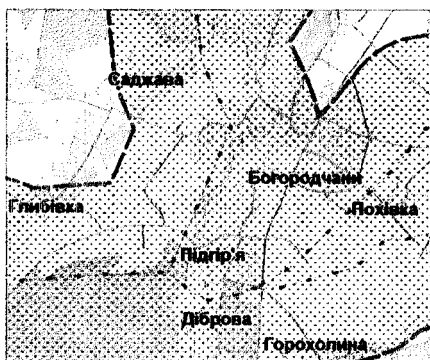
За допомогою програмного забезпечення були накладені на модельну ділянку хмари вибухонебезпечних сумішей, радіуси яких були нами розраховані вище (рис. 6.8).



**Рисунок 6.8 – Модельна ділянка розповсюдження хмари вибухонебезпечних сумішей**

Для відтворення зони детонації для швидкості 0,4 м/с було намальоване коло радіусом  $r_0$ , для швидкості 3 м/с – сектор (кут  $45^\circ$ , радіус  $2r_0$ ), для швидкості 0,8 м/с – півколо радіусом середнього значення  $r_0$  і  $2r_0$ .

Проаналізувавши отримані результати, можна зробити висновок про те, що при даному напрямку вітру під час аварії на газопроводі до зони розповсюдження хмари вибухонебезпечної суміші потрапляє велика частина населеного пункту (м. Богородчани), в якому проживає близько 10 тис. жителів, а також транспортні автомагістралі. Випадок завчасного прогнозування, в якому не враховується напрямок вітру, розрахований за описаною методикою і відображений на рис. 6.9.



Пора року: літо  
 Температура повітря: 20°C  
 Вітер: будь-який напрямком швидкість 0,4 м/с  
 Масштаб: 1 : 100 000

### Умовні позначення

- Місце вибуху газопроводу
- Зона поширення хмари вибухонебезпечної суміші
- Магістральні газопроводи
- ▨ Територія населеного пункту
- Автодороги
- ▨ Ліси

**Рисунок 6.9 – Моделювання зони детонації за можливої розгерметизації газопроводу**

Зона детонації визначається у вигляді буферної зони вздовж всього газопроводу шириною  $2r_0$  в кожен бік. У прогнозовану зону детонації, крім великої частини смт. Богородчани, потрапляють села Похівка, Підгір'я, Саджава, Діброва та Глибівка.

Отже, використання картографічного та модельного методів оцінки впливу зони детонації і дальності розповсюдження хмари вибухонебезпечної суміші під час аварій на магістральних газопро-

водах дозволяє здійснювати прогноз й допомагає розробити рекомендації щодо зниження ризику виникнення небезпечних ситуацій. Це, в свою чергу, дасть змогу зменшити наслідки негативного впливу газотранспортної інфраструктури на навколишнє середовище, а також не допустити людські жертви.

## 6.6 Розрахунок сумарного збитку від аварійних ситуацій на магістральних газопроводах

У результаті аварійних ситуацій на магістральних газопроводах у першу чергу визначаються локальні збитки екологічного забруднення, в залежності від шкідливих речовин, які потрапляють в навколишнє середовище.

Аварійні ситуації на магістральних газопроводах та виробничих об'єктах і комунікаціях, які не поширюються за межі території об'єкту, відносяться до транспортних аварій згідно табл. 2.8 [159]. В такому випадку сумарний збиток від надзвичайної ситуації розраховується за формулою:

$$Z = M_p + H_p + A\phi + B\phi + 3\phi + B_z, \quad (6.45)$$

де  $M_p$  – збитки від ушкодження й руйнування основних фондів магістрального газопроводу, грн.;

$H_p$  – збитки від втрати життя та здоров'я місцевого населення, грн.;

$A\phi$  – збитки від забруднення атмосферного повітря, грн.;

$B\phi$  – збитки від забруднення поверхневих і підземних вод, грн.;

$3\phi$  – збиток від забруднення земель несільськогосподарського призначення, грн.;

$B_z$  – збиток від втрати природного газу, грн.

У випадку раптового руйнування магістрального газопроводу або інших об'єктів газотранспортної системи проводимо спрощену оцінку збитку за формулою:

$$Z = M_p + A\phi + B_z. \quad (6.46)$$

Тобто, в цьому випадку враховуємо тільки збитки від ушкодження й руйнування основних фондів магістрального газопроводу, збитки від забруднення атмосферного повітря та втрати природного газу на пошкодженій ділянці газопроводу.

Збитки від ушкодження й руйнування основних фондів магістрального газопроводу визначаються за такою формулою:

$$Mp = C_6 \times l_p, \quad (6.47)$$

де  $C_6$  – вартість будівництва одного кілометра лінійної частини трубопроводу, грн.;

$l_p$  – довжина пошкодженої ділянки трубопроводу, м.

Збитки від забруднення атмосферного повітря розраховують за формулою:

$$A\phi = Mi \times 1,1 \times \Pi \times Ai \times Km \times Kzi, \quad (6.48)$$

де  $Mi$  – маса  $i$ -тої забруднювальної речовини, що викинута в атмосферне повітря, т.

Масу складових природного газу ( $Mi$ ), які були викинуті в атмосферне повітря, визначаємо за консервативним підходом, приймаючи, що весь об'єм природного газу на відповідній ділянці газопроводу між лінійними засувками був викинутий в атмосферу:

$$Mi = \frac{\pi D^2}{4} \times l_0 \times \rho_z \times \rho_i, \quad (6.49)$$

де  $D$  – діаметр трубопроводу, м;

$l_0$  – довжина ділянки газопроводу між лінійними засувками, м;

$\rho_z$  – густина природного газу,  $\text{кг/м}^3$  (приймається риним  $0,7 \text{ кг/м}^3$ );

$\rho_i$  – безрозмірний коефіцієнт, що враховує масову частку  $i$ -ї забруднюючої речовини, яка утворюється при згоранні природного газу при аварії. Для оксидів вуглецю та азоту приймаються рівними  $0,02$  та  $0,003$  відповідно. Для метану цей коефіцієнт становить  $0,0005$ .

$1,1 \times \Pi$  – базова ставка компенсації збитків у частках мінімальної заробітної плати ( $\Pi = 1147,0$  грн.) за одну тону умовної забруднюючої речовини на момент перевірки, грн./т;

$A_i = 500$  – безрозмірний показник відносної небезпеки  $i$ -тої забруднювальної речовини [159] (приймається рівним  $500$ , оскільки відсутні значення граничнодопустимих концентрації забруднюючих речовин, які потрапляють в атмосферне повітря при аварії на газопроводі);

$Km$  – коефіцієнт, що враховує територіальні соціально-екологічні особливості та залежить від чисельності жителів населе-

ного пункту і його народногосподарського значення. Коефіцієнт  $K_m$  визначаємо за формулою:

$$K_m = K_{нас} \times K_{\phi}, \quad (6.50)$$

де  $K_{нас}$  – коефіцієнт, який залежить від чисельності жителів населеного пункту ( $1,0 \leq K_{\phi} \leq 1,8$  за умови, що чисельність населення змінюється від 100 тис. чол. до 1,0 млн. чол.). Приймається, що кількість населення в населеному пункті, де виникла аварійна ситуація (наприклад, на території Богородчанського газотранспортного вузла), не перевищує 100 тис. чол.

$K_{\phi}$  – коефіцієнт, що враховує народногосподарське значення населеного пункту та залежить від тилу населеного пункту ( $1,0 \leq K_{\phi} \leq 1,65$ ). Приймається, що коефіцієнт, який характеризує народногосподарське значення населеного пункту, де виникла аварійна ситуація (наприклад, на території Богородчанського газотранспортного вузла), становить 1.

Отже:  $K_m = K_{нас} \times K_{\phi} = 1,0$ .

$K_{zi}$  – коефіцієнт, що залежить від рівня забруднення атмосферного повітря населеного пункту  $i$ -ю забруднювальною речовиною:

$$K_{zi} = \frac{q_i}{ГДКс_i}, \quad (6.51)$$

де  $q_i$  – середньорічна концентрація  $i$ -тої забруднювальної речовини за даними прямих інструментальних вимірів на стаціонарних постах за попередній рік,  $мг/м^3$ ;

$ГДКс_i$  – середньодобова граничнодопустима концентрація  $i$ -тої забруднювальної речовини,  $мг/м^3$ .

Приймаємо, що на території дослідження виміри концентрації даної забруднювальної речовини не виконувались, тоді значення коефіцієнта  $K_{zi}$  дорівнює одиниці. Отже, приймаємо  $K_{zi} = 1$ .

Збиток від втрати природного газу на ділянці трубопроводу, де виникла аварійна ситуація, розраховується так:

$$M_i = \frac{\pi D^2}{4} \times l_o \times \left( \frac{Ц_2}{1000} \right), \quad (6.52)$$

де  $Ц_2$  – вартість  $1000 м^3$  природного газу.

Збитки від забруднення атмосферного повітря в залежності від наявності пожежі також визначаємо за формулою:

— за відсутності пожежі:

$$A\phi = \frac{\pi D^2}{4} \times l_0 \times \Pi_2, \quad (6.53)$$

де  $\Pi_2$  – плата за викид вуглеводнів в атмосферу, грн./т.  
— при пожежі:

$$A\phi = \sum_{i=1}^N M_i \times \Pi_i, \quad (6.54)$$

де  $\Pi_i$  – плата за викид в атмосферу продуктів згорання вуглеводнів (оксидів вуглецю, азоту та метану), грн./т.

З метою реалізації запропонованої методики розроблено спеціальне програмне забезпечення (рис. 6.10), програмний код якого представлений у додатку Б.

<p><b>Діаметр газової труби</b></p> <p><input checked="" type="radio"/> 820 мм    <input type="radio"/> 1220 мм</p> <p><input type="radio"/> 1020 мм    <input type="radio"/> 1420 мм</p>	<p><b>Збиток від пошкодження основних фондів,</b></p> <p><b>225000</b></p>
<p><b>Довжина ділянки, обмежена лінійними засувками</b></p> <p><input checked="" type="radio"/> 15 км    <input type="radio"/> 20 км</p>	<p><b>Збиток від забруднення атмосферного повітря, грн.</b></p> <p><b>5539.52</b></p>
<p><input checked="" type="checkbox"/> <b>3 пожежки</b></p>	<p><b>Збиток від забруднення атмосферного повітря 2, грн.</b></p> <p><b>82205496.15</b></p>
<p><b>Зона руйнування трубопроводу</b></p> <p><input checked="" type="radio"/> 50 м    <input type="radio"/> 150 м</p> <p><input type="radio"/> 100 м    <input type="radio"/> 200 м</p>	<p><b>Збиток від втрати газу, грн.</b></p> <p><b>33355.96</b></p>
<p><b>Площа вигорання лісу</b></p> <p><input checked="" type="radio"/> 0 га    <input type="radio"/> 2 га</p> <p><input type="radio"/> 1 га    <input type="radio"/> 5 га</p>	<p><b>Сумарний збиток від аварії, грн.</b></p> <p><b>263895.48    82463852.11</b></p>

Рисунок 6.10 – Інтерфейс користувача програми для розрахунку екологічного та сумарного збитків від аварій на магістральних газопроводах

Таким чином, за допомогою розробленого програмного забезпечення можна провести розрахунок екологічного та сумарного збитків від аварій на магістральних газопроводах за двома запропонованими методиками в залежності від початкової бази даних та наслідків виникнення аварійних ситуацій.

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 6

1. Геоекологічне районування досліджуваної території доцільно здійснювати на основі ландшафтного районування та виявлених аномальних зон забруднення. Всього виділено 13 геоекологічних смуг. Переважна більшість із них відповідає ландшафтним місцевостям, рівень забруднення яких незначний. Там, де геоекологічний стан зростає до напруженого, контури геоекологічних смуг ускладнюються і можуть частково не співпадати з ландшафтними місцевостями.

2. Комплекс виконаних геоекологічних досліджень є необхідним для наукового обґрунтування організації системи моніторингу довкілля у зоні впливу магістральних газопроводів.

3. Встановлено, що має місце нелінійна залежність параметрів формування ареалу загазованості від величини витрати витоку. Зокрема, зменшення витрати витоку призводить до суттєвого збільшення тривалості формування ареалу загазованості і до незначного зменшення площі ареалу на поверхні ґрунту. Отже, з екологічної точки зору, малі за величиною витрати витоки є небезпечні.

4. Здійснено прогноз оцінки впливу зони детонації і дальності розповсюдження хмари вибухонебезпечної суміші під час аварій на магістральних газопроводах Богородчанського газотранспортного вузла й розроблено рекомендації щодо зниження ризику виникнення небезпечних ситуацій, що дає змогу зменшити наслідки негативного впливу на навколишнє середовище, інфраструктуру, а також не допустити людські жертви.

5. Розроблено програмне забезпечення для розрахунку екологічного та сумарного збитків від аварій на магістральних газопроводах за двома запропонованими методиками, в залежності від наслідків виникнення аварійних ситуацій.



## ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

У результаті наукових досліджень проведено обґрунтування і вирішена важлива науково-технічна проблема загальногосподарського значення, яка полягає у розробці методології оцінювання впливу газотранспортної інфраструктури на навколишнє середовище та його пом'якшення. Були отримані такі основні результати:

1. На базі нових методичних підходів одержано комплекс нових експериментальних даних про характеристики міцності та тріщиностійкості трубопровідних сталей магістральних газопроводів тривалої експлуатації (на прикладі Богородчанського газотранспортного вузла), що дає можливість виявляти процеси неконтрольованого в'язкого та крихкого (лавинного) руйнування трубопроводів.

2. Створена модель і технологія виготовлення легких та надійних в експлуатації зварних балонів для безпечного транспортування і зберігання природного газу, в яких для зменшення маси використані високоміцні сталі та композиційні матеріали вітчизняного виробництва. Довговічність створеної конструкції металопластикових балонів складає не менше 25 років, що відповідає термінам експлуатації сучасних суден-контейнеровозів, а показники масової досконалості балонів ( $M/V = 0,65 \text{ кг/дм}^3$ ) дають змогу збільшити об'єм завантаження газозовів та підвищити їх ефективність і екологічну безпеку.

3. Запропоновано методологію оцінювання умов руйнування лінійної частини трубопроводу із довільно розміщеними наскрізними тріщинами. Встановлені критеріальні залежності дозволяють оцінити розміри порогових (утворення свища) та критичних (лавинне руйнування труби) наскрізних тріщин у стінках труб магістральних газопроводів тривалої експлуатації, що дає змогу прогнозувати ступінь техногенно-екологічної небезпеки при їх утворенні, кількісну оцінку економічних збитків, а також зони розлітання фрагментів газопровідної труби та під час загорання пожежно-вибухової вуглеводневої суміші. Зокрема встановлено, що для Богородчанського газотранспортного вузла труби газопроводів з дефектами „Пасічна – Тисмениця” та „Відвід до м. Сторожинець” руйнуються на повний переріз (крихко), причому зона ураження відповідно складає 68 м та 51 м.

4. Розроблено методологію та встановлено критеріальні залежності оцінки умов руйнування лінійної частини трубопроводу із зо-

внiшнiми, довiльно розмiщеними ненаскрiзними трiщиноподiбними дефектами заданої глибини. Запропонований експериментально-чисельний пiдхiд та одержанi на його основi результати сприятимуть прогностичнiй оцiнцi та iнтерпретацiї виявлених пiд час діагностичних оглядiв довiльно орієнтованих трiщиноподiбних дефектiв, розробленнi системи екологічного монiторингу, а також слугуватимуть запобiганню ризику виникнення аварійних ситуацiй, що мiстять ознаки в'язкого руйнування, на магістральних газопроводах. Встановлено, що окремі трубопроводи тривалої експлуатацiї Богородчанського газотранспортного вузла, наприклад, газопровiд „А 45” з подовгуватими осьовими трiщиноподiбними дефектами, потенційно бiльш схильний до в'язкого (пластичного) руйнування шляхом утворення наскрiзного отвору (свища).

5. Розроблено та обґрунтовано розрахункову модель для розрахунку параметрiв CNG-модуля з довгомiрною трубою високого тиску (рухомого трубопроводу), на основi якої розроблено технологiчно i екологічно безпечно та економічно вигiдну CNG-технологiю для транспортування природного газу морськими шляхами. Зокрема, розроблено конструкцiю CNG-модуля з довгомiрною трубою високого тиску для транспортування природного газу суднами-контейнеровозами.

6. Розроблено методику витiснення повітря в рухомому трубопроводі iнертним газом (азотом). З метою уникнення турбулентного режиму процес здiйснюється пiд тиском не бiльше 2 МПа. Продування трубопроводу перед уведенням в експлуатацiю повинно здiйснюватись такою кiлькiстю азоту, яка забезпечить швидкiсть руху газу не менше 40 м/с. Витiснення повітря вважається завершеним, якщо вміст кисню в газі, який виходить iз трубопроводу, не перевищує 0,5%. Тривалiсть процесу вивiльнення „рухомого трубопроводу” довжиною 60 км вiд повітря та азоту складає 40?45 хв. Дана методика забезпечує пожежо- i вибухобезпеку завантаження рухомого трубопроводу при введеннi його в експлуатацiю.

7. Установлено, що має місце нелiнійна залежнiсть параметрiв формування ареалу забруднення ґрунто-породного комплексу вiд величини витрати витоку природного газу з пiдземного газопроводу. Зокрема, зменшення витрати витоку призводить до суттєвого збiльшення тривалостi формування ареалу загазованостi i до незначного зменшення площi ареалу на поверхнi ґрунту. Тому з екологічної точки зору малi за величиною витрати витоки є небезпечними.

8. Здійснено оцінку впливу зони детонації і дальності розповсюдження хмари вибухонебезпечної суміші під час моделювання аварій на магістральних газопроводах Богородчанського газотранспортного вузла й розроблено рекомендації щодо зниження ризику виникнення небезпечних ситуацій, що дає змогу зменшити наслідки негативного впливу на безпеку життєдіяльності, навколишнє середовище та інфраструктуру.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Адаменко О. М. Екологічна безпека збалансованого ресурсо-користування в Карпатському регіоні: Монографія / О. М. Адаменко, Я. О. Адаменко, Л. М. Архипова, О. М. Мандрик [та ін.] – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2013. – 368 с.

2. Адаменко О. М. Пропозиції по створенню геоінформаційної системи екологічної безпеки ієрархічних рівнів Східної Європи, України, Карпатського регіону, області, районів і населених пунктів / О. М. Адаменко, Я. О. Адаменко, О. В. Пендерецький [та ін.]: Матеріали міжнародної наукової конференції «Ландшафти та гео-екологічні проблеми Дністровсько-Прутського регіону», присвяченої 130-річчю заснування Чернівецького ун-ту ім. Ю.Федьковича та 60-річчю створення кафедри фізичної географії (15-18 грудня 2005р.). Чернівці: Чернівецький національний університет, 2005. – С. 4-5.

3. Адаменко О. М. Екологічна геологія / О. М. Адаменко, Г. І. Рудько – К.: Манускрипт, 1998. – 360 с.

4. Адаменко О. М. Конструктивна екологія: Наш майбутній дім – Екоєвропа. Роман життя і науки в 4-х томах / О. М. Адаменко – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2007. – Том 4. – 2007. – С. 189-282.

5. Адаменко О. М. Оцінка впливів об'єктів нафтогазового комплексу на антропогенні ландшафти Прикарпаття / О. М. Адаменко, Л. Я. Вітко: III Міжнародна науково-практична конференція «Екологічна безпека: проблеми і шляхи вирішення», 10-14 вересня 2007 р. – Алушта, Харків, 2007. – Збірка наук. статей у 2 томах. Том I – 2007. – С. 10-14.

6. Адаменко Я. О. Основні принципи організації системи екологічного моніторингу довкілля у межах територій нафтогазових промислів Богородчанського району / Я. О. Адаменко, О. М. Мандрик, М. В. Знак [та ін.] // Екологічна безпека та збалансоване ресурсо-користування. – 2010. – №1. – С. 5-11.

7. Адаменко Я. О. Природно-техногенна безпека гідроекосистем при будівництві туристичних комплексів / Я. О. Адаменко, Л. М. Архипова, О. М. Мандрик // Еколого-правові та економічні аспекти екологічної безпеки регіонів: Матеріали VII Міжнародної науково-практичної конференції за участю молодих науковців (м. Харків, 17-19 жовтня 2012 р.) – Х.:ХНАДУ, 2012. – С. 45-46.

8. Айнбиндер А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость / А. Б. Айнбиндер – М.: Недра, 1991. – 288 с.

9. Амелянчик А. В. Расчет на прочность металлических и пластмассовых цилиндрических сосудов, армированных навивкой из высокопрочного материала / Сб. статей "Прочность и динамика авиационных двигателей" // А. В. Амелянчик – М.: Машиностроение, 1964. – С. 3–22.

10. Артими В. І. Удосконалення засобів тензометрування для підвищення безпеки експлуатації відповідального великогабаритного обладнання / В. І. Артим, П. М. Райтер, О. М. Мандрик [та ін.] // Нафтогазова енергетика. – 2013. – №2 (18). – С. 37-46.

11. Архипова Л. М. Концепція екологічної безпеки басейнових систем районів нафто- газовидобування / Л. М. Архипова, Я. О. Адаменко, О. М. Мандрик // Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування. – 2012. – №2 (6). – С. 67-72.

12. Астанин В. В. Прочность трубопроводов с коррозионными повреждениями / В. В. Астанин, Н. М. Бородачев, С. Ю. Богдан [и др.] // Проблемы прочности. – 2009. – №5. – С. 73-85.

13. Бабаджанова О. Ф. Фактори, що обумовлюють пожежну небезпеку лінійної частини магістрального газопроводу / О. Ф. Бабаджанова, Ю. Е. Павлюк, Ю. Г. Сукач // Пожежна безпека. – 2011. – № 18. – С. 27-34.

14. Банахевич Ю. В. Визначення напружено-деформованого стану зварних з'єднань труб методом спекл-інтерферометрії / Ю. В. Банахевич // Методи та прилади контролю якості. – 2009 – № 23. – С. 29-34.

15. Банахевич Ю. В. Дослідно-вимірвальний комплекс для експериментального визначення характеристик напружено-деформованого стану в зоні кільцевих зварних з'єднань труб магістральних газопроводів / Ю.В. Банахевич: Матеріали 5-ої міжнародної науково-технічної конференції і виставки [«Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазового обладнання»], (м. Івано-Франківськ, 2-5 грудня 2008 р.). – Івано-Франківськ, 2008. – С. 130–133.

16. Банахевич Ю. В. Циклічна міцність труб з поверхневими тріщинами / Ю. В. Банахевич, О. Є. Андрійків, М. Б. Кіт // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 1 (30). – С. 23-28.

17. Балаков А. Д. Экологический риск и опасность в природопользовании / А. Д. Балаков // География и природные ресурсы. – 2000. – №2. – С. 148-153.

18. Басиев К. Д. Стресс-коррозионные процессы в металле и сварных соединениях магистральных газопроводов / К. Д. Басиев, К. М. Дзиев // Территория “Нефтегаз”. – 2010. – № 12. – С. 30-33.
19. Баум М. Р. Разрыв сосуда под давлением. Предварительные рекомендации по расчету скорости фрагментов и протяженности зоны поражения / М. Р. Баум // Современное машиностроение, серия Б. – 1989. – № 2. – С. 40–48.
20. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Функционирование и развитие сложных народно-хозяйственных, технических энергетических, транспортных систем, систем связи и коммуникаций. Раздел второй. – М.: МГФ “Знание”, 1998. – 416 с.
21. Беккер М. В. Механізм утворення наскрізних ушкоджень металу газопроводів під час експлуатації / М. В. Беккер, В. А. Шишківський, В. В. Колодяжний [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 3. – С. 30-32.
22. Бесчастнов М. В. Промышленные взрывы. Оценка и предупреждение / Бесчастнов М. В. – М.: Химия, 1991. – 272 с.
23. Бешелев С. Д. Экспертные оценки / С. Д. Бешелев, Р. Г. Гурвич – М.: Наука, 1973. – 157 с.
24. Биргер И. А. Теория пластического течения и расчет дисков / И. А. Биргер // Расчеты на прочность, вып. 12. – М.: Машиностроение, 1966. – С. 183–199.
25. Бирилло И. Н. Оценка прочности ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями / Бирилло И. Н. – М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 168 с.
26. Биченюк М.М. Про комплексне оцінювання ризиків життєдіяльності у потенційно небезпечних регіонах / М. М. Биченюк, С. П. Іванюта, Є. О. Яковлев // Екологія і ресурси: зб. наук. праць Інституту проблем національної безпеки. – К.: ІПНБ, 2007. – №17. – С. 33-42.
27. Білик С. С. Інженерно-геологічний аналіз та моніторинг процесонебезпечних територій в межах Тернопільської області / С. С. Білик, В. М. Степчук: матеріали регіональної наради 13-14 червня 2007. –Тернопіль, 2007. – С. 82-94.
28. Борисенко В. А. Коррозионное разрушение газопроводов / В. А. Борисенко, Ю. П. Нихаенко, В. И. Крикун // Проблемы коррозії та протикорозійного захисту матеріалів (Коррозія-2006): у 2-х томах [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. №5. – С. 296-299.

29. Бородавкин П. П. Механика грунтов в трубопроводе транспорте. П. П. Бородавкин – М.: Недра, 1986. – 62 с.
30. Бородавкин П. П. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов / П. П. Бородавкин, Б. И. Ким – М.: Недра. 1981 – 170 с.
31. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы / П. П. Бородавкин – М.: Недра, 1982. – 384 с.
32. Буравльов Є. П. Класифікація і управління техногенними ризиками / Є. П. Буравльов, І. П. Дрозд, Г. М. Коваль // Екологія і ресурси. – 2003. – №7. – С. 17-25.
33. Бут В. С. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів / В. С. Бут, О. І. Олійник // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2004-2006 рр.: зб. статей; під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 491-496.
34. Быков А. А. Методы оценки и управления техногенным воздействием на природу и человека: автореф. на соиск. уч. ст. д.ф.н. / А. А. Быков – М., 1993. – 42 с.
35. Ваганов П. А. Человек-Риск-Безопасность / П. А. Ваганов. – СПб.: Изд-во С.Петербург. Ун-та, 2002. – 160 с.
36. Варламов Н. В. Натуральные испытания труб и ремонтных конструкций на испытательном полигоне ОАО ВНИИСТ / Н. В. Варламов, Г. И. Макаров, К. В. Поликарпов [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2010. – №6 (22). – С. 4-7.
37. Василевич Н. Г. Системный подход и методологические проблемы экологии / Н. Г. Василевич. – Иркутск: Методология частных наук, 1979. – С. 104-112.
38. Васильев В. В. К определению пластических характеристик материалов со склонностью к локальному развитию деформаций / В. В. Васильев, Л. С. Гольбрайх, П. Г. Зыкин [и др.] // Проблемы прочности. – 1981. – № 12. – С. 55-57.
39. ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. – К.: Держнафтогазпром України, 2000. – 57 с. – (Відомчі будівельні норми України).
40. Вітко Л. Я. Геоінформаційна технологія оцінки геосистем при екологічному аудиті територій нафтогазовидобутку / Л. Я. Вітко // Екологічні проблеми нафтогазового комплексу: наук.-прак. конф. 26 лютого - 2 березня 2007р. – Київ: НПЦ «Екологія. Наука. Техніка», 2007. – С.132-133.

41. Волович О. В. Розробка комплексної методики моніторингу технічного стану зварних трубопроводів / О. В. Волович // Трубопровідний транспорт. – 2009. – № 2 (56). – С. 18–20.

42. Волошкіна О. С. Концепція прийняття ризику в питному водопостачанні міст / О. С. Волошкіна, С. Л. Василенко // Екологічна безпека і природокористування. – 2009. – Вип. 4. – С. 130–137.

43. Вотинцев А. В. Транспортировка сжатого природного газа / А. В. Вотинцев // Газовая промышленность. – 2002 – №2. – С. 62–63.

44. Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови ТУ У 320.00158764.007-95.

45. Галеев В. Б. Ремонт магистральных трубопроводов и оборудования нефтеперекачивающих станций / В. Б. Галеев, Е. М. Сощенко, Д. А. Черняев – М.: Недра, 1968. – 224 с.

46. Гильде В. Повышение выносливости сварных соединений конструкций с помощью пластмассовых покрытий / В. Гильде // Автоматическая сварка. – 1965. – №1. – С. 23–27.

47. Гиляров А. М. Экология в поисках универсальной парадигмы / А. М. Гиляров // Природа. – 1998. – № 3. – С. 73–82.

48. Говдяк Р. М. Екологічна безпека нафтогазових об'єктів / Р. М. Говдяк, Я. М. Семчук, Л. В. Чабанович, Б. І. Шелковський, Г. М. Кравченко – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2007. – 556 с.

49. Говдяк Р. М. Кількісний аналіз аварійного ризику газотранспортних об'єктів підвищеної небезпеки / Р. М. Говдяк, Ю. М. Коснирєв – Л.: «Кельварія», 2007. – 158 с.

50. Горицкий В. Н. Характеристики статической трещиностойкости металла в спиральношовных трубах / В. Н. Горицкий, Г. В. Нестеров, В. А. Егоров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2007. – №3 (9). – С. 44–49.

51. ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 79 с.

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

53. ГОСТ 25859. Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках. Изд-во стандартов, М. – 1985. – 33 с.

54. ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах – М.: Изд-во стандартов, 1978. – 10 с.



55. ГОСТ 27.0.002-89. Надежность в технике. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов.

56. Грабовский Р. С. Установка для испытаний конструкционных материалов на статическую коррозионную трещиностойкость / Р. С. Грабовский, И. Н. Дытрах, М. И. Лев [и др.] // Деп. № 67 65 – В 89 от 10.11.1989 г. С. 7.

57. Грабовський Р. С. Встановлення ресурсних можливостей тривало експлуатованих нафтогазопроводів / Р. С. Грабовський // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2009. – Т. 45, № 2. – С. 145-152.

58. Грабовський Р. С. Оцінка міцності газопроводу з корозійними дефектами / Р. С. Грабовський, І. М. Фартушок, Т. М. Горб'як [та ін.] // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2008. – Вип. 21. – С. 35-43. – (напрям “Інженерна механіка”).

59. Грабовський Р. С. Оцінка ресурсних можливостей магістральних газопроводів із експлуатаційними дефектами / Р. С. Грабовський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – №4 (37). – С. 71-82.

60. Григорьев Л. Я. Судовые сосуды, работающие под давлением (определение напряжений и деформаций) / Л. Я. Григорьев // – Л.: Судостроение. – 1965. – 196 с.

61. Грудз В. Я. Обслуживание газотранспортных систем / В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимкив, Е. И. Яковлев – К.: Наук. думка, 1991. – 160 с.

62. Грудз В. Я. Пускові динамічні параметри газу на дільниці магістрального газопроводу / В. Я. Грудз, Т. Ф. Тутко // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: транспорт і зберігання нафти і газу. – 2001. – №38 – С. 45-61.

63. Губський А. І. Цивільна оборона: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / Губський А. І. – К.: Міністерство освіти, 1995. – 216 с.

64. Гурвич Ф. Г. Математико-статистические методы экспертных оценок / Ф. Г. Гурвич – М.: Статистика, 1980. – 263 с.

65. Гуцуляк В. М. Ландшафтна екологія. Геохімічний аспект / В. М. Гуцуляк. – Чернівці: Рута, 2001. – 272 с.

66. Гуцуляк В. М. Ландшафтно-геохімічна екологія / В. М. Гуцуляк. – Чернівці: Рута, 1995. – 317 с.

67. Гуцуляк В. М. Основи ландшафтознавства: навчальний посібник / В. М. Гуцуляк. – К.: НМКВО, 1992. – 60с.

68. Дедиков Е. В. Оценочный анализ осколочного поражения на газопроводах / Е. В. Дедиков, Г. С. Клишин, В. Е. Селезньов [и др.] // Газовая промышленность. – 1989. – № 10. – С. 52-54.

69. Деклараційний патент на корисну модель № 67658 Україна, МПК В63В 25/00. Баржа-пліт для транспортування стиснутого природного газу / Патон Б. Є., Крижанівський Є. І., Савицький М. М., П'ятничко О. І., Зайцев В. В., Мандрик О. М.; заявник і патентотримач Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № u201113979; заявл. 28.11.11; опубл. 27.02.12 // Промислова власність. – 2012. – Бюл. № 4. – 4 с.

70. Деклараційний патент на корисну модель № 67664 Україна, МПК F17С 5/00. Спосіб транспортування стиснутого природного газу рухомим трубопроводом / Патон Б. Є., Крижанівський Є. І., Савицький М. М., Швидкий Е. А., Зайцев В. В., Мандрик О. М.; заявник і патентотримач Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № u201114580; заявл. 08.12.11; опубл. 27.02.12 // Промислова власність. – 2012. – Бюл. № 4. – 4 с.

71. Джефферс Дж. Введение в системный анализ: применение в экологии / Дж. Джефферс. – М.: Мир, 1981. – 252 с.

72. Дмитрах І. М. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень / І. М. Дмитрах, В. В. Панасюк – Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка. – 1999. – 341 с.

73. Добровольський В. В. Екологічна безпека і ризик: деякі понятійно-категоріальні уточнення / В. В. Добровольський // Екологічна безпека. – 2011. – №1 (11). – С. 17-20.

74. Довідник працівника газотранспортного підприємства / під заг. ред. А. А. Рудніка. – К.: Росток, 2001. – 1091 с.

75. Долгов П. А. Оценка изменения стресс-коррозионной повреждаемости по результатам повторной внутритрубной диагностики / П. А. Долгов, В. А. Гончаров, Ю. П. Сурков [и др.] // Дефектоскопия. – 2007. – № 1. – С. 16-26.

76. Дорогунцов С. Ризик надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру / С. Дорогунцов, О. Бутрим // Економіка України. – 2001. – № 4. – С. 68-73.

77. Дрозд І. П. Концепція прийняттого ризику та проблеми забезпечення техногенної безпеки в Україні [Електронний ресурс] / І. П. Дрозд, А. С. Охота // Екологічна безпека та природокористування: зб. наук. праць – К., 2009. – Вип. 7. – С. 82-109. – Режим доступу: [www.nbuu.gov.ua/portal/natural/Ebtp/2011\\_7/Drozdpdf](http://www.nbuu.gov.ua/portal/natural/Ebtp/2011_7/Drozdpdf).

78. ДСТУ ГОСТ 17139-2004 Скловолокно. Ровінги. Технічні умови, Держспоживстандарт України. – 2004. – 7 с.

79. ДСТУ–Н Б В.2.3.-21:2008 Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами – К.: Мінрегіонбуд України, 2008. – 68 с.

80. Едигаров А. С. Математическое моделирование аварийного расчета и рассеивания природного газа при разрыве трубопроводов / А. С. Едигаров, В. А. Сулейманов // Математическое моделирование. – 1995. – Т. 7. – № 4. – С. 37-52.

81. Емельянов А. В. Оценка служебных характеристик спиральношовных труб для магистральных газонефтепроводов методами полномасштабных испытаний / А. В. Емельянов, В. И. Столяров, В. И. Казачков // Территория “Нефтегаз”. – 2010. – № 8. – С. 70-73.

82. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Розпорядження КМУ від 15.03.2006 року № 145.

83. Енергоекологічна безпека нафтогазових об'єктів / Говдяк Р. М., Семчук Я. М., Чабанович Л. Б. [та ін.] – Івано-Франківськ: Лілея НВ, 2007. – 556 с.

84. Заец А. Ф. Натурные испытания технологических трубопроводов, имеющих дефекты / А. Ф. Заец // Научн.-техн. сборн. “Отечественный и зарубежный опыт в газовой промышленности. Транспорт и подземное хранение газа”. – 1996. – № 1-2. – С.21-24.

85. Зайцев В. В. Суда-газовозы / В. В. Зайцев, Ю. Н. Коробанов // – Л.: Судостроение. – 1990. – 304 с.

86. Зайцев Вал. В. Розрахунок міцності конічно-циліндричних елементів рухомих трубопроводів / Вал. В. Зайцев, Д. В. Зайцев, О. М. Мандрик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №3 (44). – С. 187-193.

87. Зорін Д. О. Дністровський каньйон – один із головних коридорів екологічної мережі природоохоронних територій України / Зорін Д. О. // Науковий вісник Волинського держ. ун-ту ім. Л.Українки, 2007, частина 2. І міжнар. наук.-практич. конф. «Шацький національний природний парк: регіональні аспекти, шляхи та напрямки розвитку», 3-6 жовтня 2007 р. Луцьк, 2007. – С. 307-312.

88. Зорін Д. О. Методика оцінки екологічного стану екосистеми при екологічному аудиті території / Д. О. Зорін // Методи та прилади контролю якості. – 2006. – № 16.– С. 103-105

89. Иванцов О. М. Надежность магистральных трубопроводов / О. М. Иванцов, В. И. Харитонов. – М.: Недра, 1978. – 167 с.

90. Иванцов О. М. Требования к трубам для строительства трубопроводов нового поколения / О. М. Иванцов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2005. – №1. – С. 26-28.

91. Иванцов О. Н. Надёжность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1985. – 231 с.
92. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением: СТО Газпром 2-2.3-173-2007. – Введ. 2008-31-01. – М.: ООО “ИРЦ Газпром” – 30 с. – (Стандарт организации. Инструкция).
93. Интеллект на пенсию не уходит (дело жизни) // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2005. – №1. – С. 20-25.
94. Исаева Л. К. Основы экологической безопасности при техногенных катастрофах / Л. К. Исаева. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2003. – 156 с.
95. Івасів В. М. Методика оцінки втомної довговічності та залишкового ресурсу великогабаритних деталей за допомогою локальних моделей / В. М. Івасів, В. І. Артим, Т. І. Смоляк [та ін.] // Вісник Тернопільського державного технічного університету. – 2005. – №1. – С. 19-22.
96. Каранович Е. В. Анализ причин аварий на магистральных газопроводах / Е. В. Каранович // Нефть и газ Западной Сибири: у 4-х томах / под общ. ред. О. Ф. Данилова: междунар. науч.-техн. конф., 19-20 окт. 2011 г.: материалы конференции. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2011. – Т2 – С. 41-43.
97. Карп І. М. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України / І. М. Карп, Д. О. Єгер, Ю. О. Зарубін [та ін.] – К.: Наук, думка, 2006. – 310 с.
98. Карпаш О. М. Огляд методів та засобів контролю корозійних пошкоджень трубопроводів / О. М. Карпаш, П. Я. Криничний, М. О. Карпаш [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. 2005 - № 2(15) – С. 91-98.
99. Карпаш О. М. Теоретичні дослідження з вибору підходів до розрахунку залишкового ресурсу трубопроводу за ударною вязкістю / О. М. Карпаш, Н. Л. Тацакович // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 1 (30). – С. 64-68.
100. Кесельман Г. С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа / Г. С. Кесельман, Э. А. Махмудбеков. – М.: Недра, 1981. – 256 с.
101. Кириллов Н. Х. Проблемы экологии автомобильного транспорта России / Н. Х. Кириллов // АГЗК+ АТ. – 2007. – № 2. – С. 68-72.
102. Кириченко О. В. Очищення природних водойм від нафтопродуктів / О. В. Кириченко, М. С. Мальований, І. М. Кріп // Вісник

Національного лісотехнічного університету України. – 2009. – Вип. 19.11. – С. 60-64.

103. Кичма А. М. Оцінка корозійного стану газопроводів за результатами внутрітрубної діагностики / А. М. Кичма, Р. П. Коваль, Ю. В. Банахевич [та ін.] // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2002): у 2-х томах [специальний випуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VI міжн. конф.-вист., 4-6 черв. 2002 р.: збірник праць. – 2002. – Спец. вип. № 3. – С. 802-806.

104. Климов П. В. О коррозионном растрескивании трубопроводов под напряжением / П. В. Климов // Нефть и газ Западной Сибири: у 4-х томах / под общ. ред. О. Ф. Данилова: междунар. науч.-техн. конф., 19-20 окт. 2011 г.: материалы конференции. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2011. – Т2 – С. 185-187.

105. Климов П. В. Предел стресс-коррозии металлов / П. В. Климов // Нефть и газ Западной Сибири: у 4-х томах / под общ. ред. О. Ф. Данилова: междунар. науч.-техн. конф., 19-20 окт. 2011 г.: материалы конференции. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2011. – Т2 – С. 183-185.

106. Кононова Г. В. Оборудование транспорта и хранение нефти и газа: Учебн. пособие для вузов / Кононова Г. В. – Ростов н/Д.: Феникс, 2006. – 128 с.

107. Коротаев Ю. П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Ю. П. Коротаев, А. И. Ширковский – М.: Недра, 1984. – 487 с.

108. Котляревский В. А. Безопасность резервуаров и трубопроводов / В. А. Котляревский, А. А. Шаталов, Х. М. Хануков – М.: Экономика и информатика. 2000 – 555 с.

109. Красовский А. Я. Оценка предельной несущей способности тела с трещиной и определение температур хрупко-вязкого перехода в металлах / А. Я. Красовский, В. Н. Красико, В. М. Тороп [и др.] // Проблемы прочности. – 1987. – №12. – С. 8-13.

110. Красовський А. Я. Методологія і експертна система для поточного моніторингу реального стану і забезпечення цілісності трубопроводів з метою подовження їх ресурсу / А. Я. Красовський, І. В. Ориняк, В. М. Тороп [та ін.] // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин (“РЕСУРС”): звітна сесія цільової комплексної програми, 6-8 січня 2006 р.: наук.-техн. збірник під заг. ред. Б.Є. Патона. – К.: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона, 2006. – С. 309-314.

111. Красовський А. Я. Оцінка залишкового ресурсу трубопроводу, ушкодженого стресс-корозією / А. Я. Красовський, І. В. Ориняк, І. В. Лохман // Трубопровідний транспорт. – 2011. – № 2 (68). – С. 18-21.

112. Красовський Г. Я. Космічний моніторинг безпеки водних систем з застосуванням геоінформаційних технологій / Г. Я. Красовський. – К.: Інтертехнологія, 2008. – 480 с.

113. Красовський Г. Я. Розробка систем картографічного забезпечення для управління екологічною безпекою території області / Г. Я. Красовський, О. М. Трохимчук, Л. В. Зотова: регіональна нарада 13-14 червня 2007 р. – Тернопіль, 2007. – С. 41-49.

114. Крижанівський Є. І. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу / Є. І. Крижанівський, О. С. Тарасівський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3 (12). – С. 31-34.

115. Крижанівський Є. І. До оцінки ризику експлуатації магістральних газопроводів із тріщиноподібними дефектами / Є. І. Крижанівський, Р. С. Грабовський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – №1 (31). – С. 42–54.

116. Крижанівський Є. І. Конструювання CNG-модуля для транспортування природного газу суднами-контейнеровозами / Є. І. Крижанівський, В. І. Артим, О. М. Мандрик [та ін.] // Нафтогазова енергетика. – 2012.–№ 1 (17). – С. 28-35.

117. Крижанівський Є. І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: [наук.-техн. посіб. у 3-х т.] / Є. І. Крижанівський, Г. М. Никифорчин; під заг. ред. В. В. Панасюка. – Івано-Франківськ – Львів: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2011. – Т. 1: Основи оцінювання деградації трубопроводів. – 2011. – 457 с.

118. Крижанівський Є. І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: [наук.-техн. посіб. у 3-х т.] / Є. І. Крижанівський, Г. М. Никифорчин; під заг. ред. В. В. Панасюка. – Івано-Франківськ – Львів: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2012. – Т. 3: Деградація трубопроводів та її запобігання. – 2012. – 433 с.

119. Крижанівський Є. І. Особливості корозійно-водневої деградації сталей нафтогазопроводів і резервуарів зберігання нафти / Є. І. Крижанівський, Г. М. Никифорчин // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2011. – Т. 47, № 2. – С. 11-20.

120. Крижанівський Є. І. Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів з позиції  $\delta_k$ -моделі / Є. І. Крижанівський, В. П. Рудько, О. О. Онищук [та ін.] // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – №2 (3). – 2002. – С. 66-74.

121. Крижанівський Є. І. Оцінка умов лавинного руйнування трубопроводів із довільно розміщеними наскрізними та ненаскрізними зовнішніми тріщиноподібними дефектами заданої глибини / Є. І. Крижанівський, О. М. Мандрик, Р. С. Грабовський [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – №1 (34). – С. 140-146.

122. Крижанівський Є. І. Оцінювання роботоздатності нафтогазопроводів тривалої експлуатації за параметрами їх дефектності / Є. І. Крижанівський, Р. С. Грабовський, О. М. Мандрик // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2013. – Т.49, № 1. – С. 105-110.

123. Кузьмин И. И. Концепция безопасности от риска «нулевого» к «приемлемому» / И. И. Кузьмин, Д. А. Шапошников // Вестник Рос.А.Н. – 1994. – Т. 64. – №5. – С. 45-51.

124. Кузьмин И. И. Риски и безопасность: концепция, методология, методы / И. И. Кузьмин – М., 1991. – С. 51-57.

125. Латыпова О.В. К вопросу оценки и управления экономико-экологическими рисками / О.В. Латыпова // Финансы и кредит. – 2004. – № 14. – С. 75-83.

126. Магистральные трубопроводы. Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06-85\*. – [Действителен с 1996-11-10]. – М: ВНИИСТ Миннефтегазстрой, 1997. – 46 с.

127. Мазур И. И. Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О. М. Иванцов – М.: Елима, 2004. – 1104 с.

128. Мазур И. И. Введение в инженерную экологию / И. И. Мазур, О. И. Молдованов. – М.: Наука, 1989. – 374 с.

129. Мазур И. И. Инженерная экология. Общий курс: В 2 т. Справочное пособие / И. И. Мазур, О. И. Молдованов, В. Н. Шишов; [под ред. И. И. Мазура]. – М.: Высш.шк., 1996. – Т.2. – 655 с.

130. Мазур И. И. Инженерная экология. Общий курс: В 2 т. Теоретические основы инженерной экологии / И. И. Мазур, О. И. Молдованов, В. Н. Шишов; [под ред. И. И. Мазура]. – М.: Высш.шк., 1996. – Т.1. – 637 с.

131. Мазур И. И. Конструктивная надежность и экономическая безопасность трубопроводов / И. И. Мазур, О. М. Иванцов, О. И. Малдованов – М.: Недра, 1990. – 263 с.

132. Макаренко В. Д. Аналіз і оцінювання працездатності та тріщиностійкості зварних трубопроводів / В. Д. Макаренко, В. Ю. Чернов, Є. І. Крижанівський, М. М. Прохоров // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 4. – С. 47-50.

133. Малишева Л. Л. Теорія та методика ландшафтно-геохімічного аналізу й оцінки екологічного стану територій: автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня доктора географічних наук зі спец. 11.00.01 «Фіз. географія, геофізика і геохімія ландшафтів» / Л. Л. Малишева. – К., 1998. – 32 с.

134. Мальований М. С. Очищення водного середовища від нафтових забруднень карбонатомісними сорбційними матеріалами / М. С. Мальований, І. М. Кріп, О. В. Кириченко // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2009. – №3. – С. 61-63.

135. Мальований М. С. Формування екологічної свідомості та її роль в забезпеченні екологічної безпеки / М.С. Мальований // Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування. – 2010. – № 2 (6). – С. 76-82.

136. Мандрик О. М. Аналіз методів зміцнення замкнутих ємностей для безпечного транспортування природного газу / О. М. Мандрик, О. М. Савицький, В. І. Артим // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2013. – Вип. 40. – С. 176-186. – (напрям “Інженерна механіка”).

137. Мандрик О. М. Визначення техніко-економічних параметрів модуля суднового рухомого трубопроводу / О. М. Мандрик, Вал. В. Зайцев // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – №1 (46). – С. 179-187.

138. Мандрик О. М. Геоінформаційне моделювання екологічної безпеки території Закарпаття/ О. М. Мандрик, Л. В. Міщенко, Д. О. Зорін, Г. О. Кашпурович, Л. В. Алексик // Збірник наукових праць Подільського державного аграрно-технічного університету. Спеціальний випуск до V науково-практичної конференції «Сучасні проблеми збалансованого природокористування» – 2010. – С. 109-112.

139. Мандрик О. М. Джерела екологічної безпеки та їх вплив на довкілля / О. М. Мандрик // Збірник наукових праць Подільського державного аграрно-технічного університету. – 2011. – №1. – С. 105-109.

140. Мандрик О. М. Джерела екологічної безпеки та їх вплив на довкілля / О. М. Мандрик // Спеціальний випуск до VI науково-практичної конференції «Сучасні проблеми збалансованого природокористування». – 2011. – С. 105-109.



141. Мандрик О. М. Дослідження причин формування ареалів забруднення атмосфери в районах експлуатації нафтогазових об'єктів / О. М. Мандрик, Я. М. Семчук // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2006. – №2 (14). – С. 54-57.

142. Мандрик О. М. Екологічна оцінка впливу техногенних об'єктів на компоненти довкілля Передкарпаття/ О. М. Мандрик // Тези доповідей Міжнародної науково-практичної конференції «Карпатська конвенція з проблем охорони довкілля» (м. Мукачево – м. Ужгород 15-18 травня 2011 р.) – Ужгород: УжНУ, 2011. – С. 212-214.

143. Мандрик О. М. Екологічні та економічні наслідки аварій на магістральних трубопроводах / О. М. Мандрик // Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування. – 2013. – №1 (7). – С. 160-165.

144. Мандрик О. М. Екологічні та економічні наслідки аварійних ситуацій газотранспортних систем/ О. М. Мандрик, Ю. Д. Михайлюк // Materials of the tenth international research and practice conference « Problems and perspectives of development of world science» (Donetsk 15-17.02.2013) – Донецьк: 2013. – С. 46-52.

145. Мандрик О. М. Експрес-оцінка умов гільйотинного руйнування тривало експлуатованих газопроводів / О. М. Мандрик, Л. Є. Шкіца, Р. С. Грабовський [та ін.] // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2013. – Вип. 42. – С. 166-174. – (напряма "Інженерна механіка").

146. Мандрик О. М. Комплексна екологічна оцінка впливу магістральних трубопроводів на довкілля з використанням геоінформаційних систем / О. М. Мандрик // Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування. – 2013. – №2 (8). – С. 12-20.

147. Мандрик О. М. Концепція екологічної безпеки басейнових систем районів нафтогазовидобування / О. М. Мандрик, Л. М. Архипова, Я. О. Адаменко// Анотації. Міжнародна науково-технічна конференція "Нафтогазова енергетика-2011"(м. Івано-Франківськ 10-14 листопада 2011 р.) – Івано-Франківськ: 2011. – С. 120-121.

148. Мандрик О. М. Моделювання екологічного ризику надзвичайної ситуації при аварії на газотранспортному вузлі (на прикладі Богородчанського району) / О. М. Мандрик, Ю. Д. Михайлюк // Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Наука і техніка: виклики сьогодення»( м. Київ, 08-09 лютого 2013 р.) – Київ: 2013. – С. 40-45.

149. Мандрик О. М. Основні принципи організації системи екологічного моніторингу довкілля у межах території нафтогазових промислів Богородчанського району / О. М. Мандрик, Я. О. Адаменко, О. Ю. Ленів, Т. Б. Качала // Програма Всеукраїнської науково-практичної конференції "Безпека об'єктів нафтогазового комплексу" (м. Івано-Франківськ 5-7 жовтня 2011 р.) – Івано-Франківськ: 2011. – С. 70-80.

150. Мандрик О. М. Прогнозування екологічного ризику при аварії на дільниці магістрального газопроводу (на прикладі Богородчанського району) / О. М. Мандрик // Екологічна безпека. – Кременчук: КрНУ – 2013. – №1(15). – С. 59-63.

151. Мандрик О. М. Розрахункова оцінка умов гільйотинного руйнування магістрального газопроводу з тріщиноподібним дефектом / О. М. Мандрик, Р. С. Грабовський, О. Т. Касій // Машинознавство. – 2013. – № 3-4 (187). – С. 3-7.

152. Мандрик О. М. CNG технології. Техногенна та екологічна безпеки при транспортуванні природного газу суднами-контейнеровозами./ О. М. Мандрик, О. М. Сусак // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції "Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу" (м. Івано-Франківськ 15– 18 травня 2012 р.) – Івано-Франківськ: 2012. – С. 5-8.

153. Мандрик О. М. Стан довкілля Івано-Франківської області у зв'язку з туристично-рекреаційним використання її території / О. М. Мандрик, Я. О. Адаменко, А. О. Коншина // Спеціальний випуск до IV науково-практичної конференції «Сучасні проблеми збалансованого природокористування». – 2009. – С. 27-29.

154. Мандрик О. М. Техногенна та екологічна безпеки при транспортуванні природного газу суднами-контейнеровозами / О. М. Мандрик, О. М. Сусак // Нафтогазова енергетика. – 2013. – №1 (19) – С. 28–35.

155. Махненко В. И. Вероятностная методика ранжировки дефектов магистральных газопроводов для их ремонта без вывода из эксплуатации / В. И. Махненко, А. С. Миленин // Збірник наукових праць НУК. – Миколаїв: НУК, 2009. – №4 (427). – С. 3-12.

156. Махненко В. И. Ремонт магистральных трубопроводов сваркой без вывода их из эксплуатации / В. И. Махненко, В. С. Бут, О. И. Олейник // Проблемы прочности. – 2009. – № 5. – С. 86-100.

157. Методика оцінки технічного стану труб газопроводу з тривалим строком експлуатації та його залишкового ресурсу (Затверджено ДК "Укртрансгаз" 15.07.2002), 72 с.

158. Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО “Газпром” СТО Газпром 2-3.5-252-2008. – Введ. 2009-04-15. – М.: ООО “ИРЦ Газпром” – 60 с. – (Стандарт организации).

159. Методика розрахунку екологічної складової збитків від аварій та відмов обладнання магістральних газопроводів – Київ, ДК „Укртрансгаз” – 2006. – 60 с.

160. Механика разрушения и прочность материалов: [справ. пособ. в 4-х т. / под общ. ред. В. В. Панасюка]. – К.: Наук. думка, 1988–1990.

161. Механика разрушения и прочность материалов: [справ. пособ. в 4-х т. / О. Н. Романив, С. Я. Ярема, Г. Н. Никифорчин и др.; под общ. ред. В. В. Панасюка]. – К.: Наук. думка, 1990. – Т. 4: Усталость и циклическая трещиностойкость конструкционных материалов. – 680 с.

162. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник / під заг. ред. В. В. Панасюка. – Том 7: Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування / І. М. Дмитрах, А. Б. Вайнман, М. Г. Сташук, Л. Тот; під ред. І. М. Дмитраха. – К.: ВД “Академперіодика”, 2005. – 378 с.

163. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник / під заг. ред. В. В. Панасюка / Г. М. Никифорчин, С. Г. Поляков, В. А. Черватюк, І. В. Ориняк [та ін.]; – Львів: Сполом, 2009. – Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів; під ред. Г. М. Никифорчина – 504 с.

164. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник; за заг. ред. В. В. Панасюка. – Львів: Сполом, 2012. – 316 с. – Том 13: Працездатність матеріалів і елементів конструкцій з гострокінцевими концентраторами напружень / [І. М. Дмитрах, Л. Тот, О. Л. Білий, А. М. Сиротюк; за ред. В. В. Панасюка].

165. Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій / [під заг. ред. В. В. Панасюка]. – Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка, 2004. – 912 с.

166. Міленін О. С Імовірнісний аналіз стану магістральних трубопроводів із виявленими дефектами та ресурс їх експлуатації після ремонту під тиском / О. С. Міленін // Вісник ТНТУ. – 2011. – Спецвипуск – частина 1. – С. 73-81. – (механіка та матеріалознавство).

167. Міллер Г. П. Ландшафтознавство: теорія і практика / Г. П. Міллер, В. М. Петлін, А. В. Мельник. – Львів: Видавничий центр ЛНУ ім. І. Франка, 2002. – 172 с. + 43 рис.

168. Міщенко Л. В. Екологічний аудит території / Л. В. Міщенко, М. Г. Грицюк. – Івано-Франківськ: Полум'я. – 2008. – 212 с.

169. Мурзаханов Г. Х. Моделирование роста трещины с учетом ползучести и коррозии / Г. Х. Мурзаханов, М. А. Заркеш // Энергетик. – 2011. – № 2. – С. 34-36.

170. Надежность технических систем и техногенный риск. / В. А. Акимов, В. Л. Лапин, В. М. Попов [и др.] – М.: Деловой экспресс, 2002. – 368 с.

171. Нечваль В. М. О смешивании газов при последовательной перекачке. / В. М. Нечваль, В. С. Яблонский // М.: Недра, «Нефть и газ». Серия транспорт и хранение нефти и газа. – 1963. – №12. – С. 75-80.

172. Нечваль В. М. Определение объема смеси при последовательной перекачке газов / В. М. Нечваль, В. Ф. Новоселов // М.: Недра, «Нефть и газ» Серия транспорт и хранение нефти и газа. – 1965. – №4. – С. 77-82.

173. Никифорчин Г. М. Деградація властивостей сталей магістральних газопроводів упродовж їх сорокарічної експлуатації / Г. М. Никифорчин, О. Т. Цирульник, Д. Ю. Петрина [та ін.] // Проблеми міцності. – 2009. – № 5. – С. 66-72.

174. Никифорчин Г. М. Розвиток і поширення підходів RIMAP в Україні / Г. М. Никифорчин, О. З. Студент // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2004. – Т. 40, № 5. – С. 123-124.

175. Никифорчин Г. М. Чутливість механічних, корозійно-механічних та електрохімічних властивостей до експлуатаційної деградації сталей магістральних трубопроводів / Г. М. Никифорчин, О. Т. Цирульник, М. І. Греділь // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2007-2009 рр.; зб. статей під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2009. – С. 29-32.

176. Ничипоренко М. В. Досвід діагностування магістральних газопроводів ДК “Укртрансгаз” за допомогою внутрішньо трубних інспекцій поршнів / М. В. Ничипоренко, Є. Б. Іваник // Трубопровідний транспорт. – 2010. – № 6 (66). – С. 7-8.

177. Образцов И. Ф. Оптимальное армирование оболочек вращения из композиционных материалов / И. Ф. Образцов, В. В. Васильев, В. А. Бунаков – М.: Машиностроение, 1977. – 144 с.

178. Ориняк І. В. Основні особливості національного стандарту ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008 “Визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів із дефектами” / І. В. Ориняк, А. Я. Красовський, М. В. Бородій // Проблеми міцності. – 2009. – № 5. – С.18-27.

179. Ориняк І. В. Методологія оцінки залишкової міцності магістральних трубопроводів з тріщинами / І. В. Ориняк, В. М. Тороп // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 1. – С.31-36.

180. Ориняк І. В. Наукові і організаційні засади впровадження ризик-аналізу в практику управління цілістю магістральних трубопроводів / І. В. Ориняк, М. В. Бородій, А. С. Батура // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин (“РЕСУРС”): звітна сесія цільової комплексної програми, 6-8 січня 2006 р.: наук.-техн. збірник під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 11-15.

181. Ориняк І. В. Ресурс, довговічність і надійність трубопроводів. Огляд сучасних підходів і проблем нормативного забезпечення в Україні / І. В. Ориняк, В. В. Розгонюк, В. М. Тороп [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 4. – С. 54-57.

182. Ортега Дж. Введение в численные методы решения дифференциальных уравнений / Дж. Ортега, У. Пул – М.: Наука, 1986. – 288 с.

183. Ориняк І. В. Оцінка предельного тиску труби з вмятиною / І. В. Ориняк, Л. С. Шлапак // Проблеми прочності. – 2001. – №5. – С. 101-110.

184. Осадчук В. А. Діагностування напруженого стану магістральних газопроводів в околі стикових зварних з'єднань розрахунково-експериментальним методом / В. А. Осадчук, А. В. Драгілев, Ю. В. Банахевич, В. П. Пороховський // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій: 3-тя міжнар. наук-техн. конф., 22-26 черв. 2004р.: зб. праць під заг. ред. В. В. Панасюка. – м. Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка, 2004. – С. 439-444.

185. Отт К. Ф. Механизм и кинетика стресс-коррозии магистральных газопроводов / К. Ф. Отт // Газовая промышленность. – 1999. – № 7. – С. 46-49.

186. Отт К. Ф. Стресс-коррозионная повреждаемость магистральных газопроводов / К. Ф. Отт // Газовая промышленность. – 2000. – № 4. – С. 38-41.

187. Отт К. Ф. Стресс-коррозия на газопроводах / К. Ф. Отт – ООО “Газпром”: Югорск, 2002. – 182 с.

188. Оцінка регіональних еколого-ресурсних та еколого-техногенних загроз національній безпеці України / Є. О. Яковлев, Ю. М. Скалецький, С. П. Іванюта, Л. М. Якушенко. – 2-е вид. доп. – К.: НІСД, 2011. – 32 с.

189. Панасюк В. В. Деформационные критерии в механике разрушения / В. В. Панасюк // Физико-химическая механика материалов. – 2009. – Т. 22, № 1. – С. 7-17.

190. Панасюк В. В. Механика квазихрупкого разрушения материалов / Панасюк В. В. – К.: Наук. думка, 1991. – 416 с.

191. Панчук М. В. Сучасні технології спорудження нафтогазопроводів / М. В. Панчук, Л. С. Шлапак, І. М. Сем'яник, Л. М. Литвиненко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ – 2009. – №3 (32) – С. 66–71.

192. Панчук М. В. Сучасні технології зварювання магістральних нафтогазопроводів / М. В. Панчук, Л. С. Шлапак, О. М. Матвієнків [та ін.] // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2011. – № 3 (29). – С. 25–29.

193. Пат. 33882 Україна, МПК (2006) F17C 5/00. Спосіб транспортування стиснутого природного газу / Є. І. Крижанівський, В. В. Зайцев, Г. Ф. Романовський, О. М. Карпаш, М. І. Гончарук, Д. В. Зайцев, Вал. В. Зайцев. – № u200804626; Заявл. 10.04.08; Опубл. 10.07.08 // Промислова власність. – 2008. – Бюл. № 13. – 4 с.

194. Патон Б. Е. Конструкция и технология изготовления баллонов высокого давления / Б. Е. Патон, М. М. Савицкий, А. А. Савиченко // Автоматическая сварка. – 2007. – № 9. – С. 5–8.

195. Перелет Р. А. Технологический риск и обеспечение безопасности производства / Р. А. Перелет, Г. С. Сергеев. – М.: Знание, 1988. – 64 с.

196. Петлін В. М. Екологічні механізми організації природних територіальних систем / В. М. Петлін. – Львів, вид. центр ЛНУ ім. І. Франка, 2008. – 304 с.

197. Петрина Д. Ю. Вплив тривалої експлуатації нафтогазопроводів на умови корозійно-втомного руйнування матеріалу труб / Д. Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 1 (34). – С. 20-25.

198. Петрина Ю. Д. Вплив експлуатаційних чинників нафтогазопроводів на циклічну тріщиностійкість сталі 17ГС / Ю. Д. Петрина, Д. Ю. Петрина, С. С. Вуйцик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 3 (32). – С. 54-58.

199. Петряшин Л. Ф. Охрана природы в нефтяной и газовой промышленности / Л. Ф. Петряшин, Г. Н. Лысяный, Б. Г. Тарасов. – Львов.: Вища школа, 1984. – 170 с

200. Побережний Л. Я. Корозія магістральних газопроводів / Л. Я. Побережний // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008): у 2-х томах [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: IX міжн. конф.-вист., 10-12 черв. 2008 р.: збірник праць. – 2008. – Спец. вип. №7. – С. 803-807.

201. Позняк С. П. Чинники ґрунтоутворення / С. П. Позняк, Є. Н. Красеха. – Львів: видавничий центр ЛНУ ім. І. Франка, 2007. – 400 с.

202. Поляков С. Г. Корозія внутрішньої поверхні магістральних газопроводів / С. Г. Поляков, Л. І. Ниркова, А. В. Клименко [та ін.] // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х томах [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. №5. – С. 300-304.

203. Поляков С. Г. Основні закономірності стрес-корозійного розтріскування магістральних газопроводів / С. Г. Поляков, А. О. Рибаків // Проблеми міцності – 2009. – № 5. – С. 7-17.

204. Похмурський В. І. Зміна механічних та електрохімічних характеристик сталі газопроводів після тривалої експлуатації / В. І. Похмурський, Є. І. Крижанівський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2009. – № 3 (21). – С. 5-10.

205. Приходько М. М. Управління природними ресурсами та природоохоронною діяльністю / М. М. Приходько, М. М. Приходько (молодший). – Івано-Франківськ: Фоліант, 2004. – 847 с.

206. Пышминцев И. Ю. Применение высококачественных труб – гарантия от лавинообразного разрушения трубопровода высокого давления / И. Ю. Пышминцев, В. И. Столяров, В. И. Казачков [и др.] // Территория “Нефтегаз”. – 2007. – № 10. – С. 54-57.

207. Пэнгл Р. Методы системного анализа окружающей среды / Р. Пэнгл. – М.: Мир, 1979. – 213 с.

208. Пэрис П. Критический анализ законов распространения трещин / П. Пэрис, Ф. Эрдоган // Техническая механика. – 1963. – Сер. Е, № 4. – С. 60-66.

209. РД 50-345-82. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов.

Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 96 с.

210. Рибаків А. О. Оцінка стану деформаційного старіння металу газопроводів при використанні сталі контрольованої прокатки / А. О. Рибаків, С. Є. Семенов, Л. В. Гончаренко // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин (“РЕСУРС”): звітна сесія цільової комплексної програми, 6-8 січня 2006 р.: наук.-техн. збірник під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 324–327.

211. Розгонюк В. В.. Довідник працівника газотранспортного підприємства / Розгонюк В. В., Руднік А. А., Коломєєв В. М. [та ін.] – К.: Рісток, 2001. – 1090 с.

212. Рудько Г. І. Екологічна безпека та раціональне природокористування в межах гірничопромислових та нафтогазових комплексів (наукові та методологічні основи) / Г. І. Рудько, Л. Є. Шкіца. – К.: Нічлава, 2001. – 528 с.

213. Рудько Г. І. Екологічний моніторинг геологічного середовища: підручник для студентів геологічних, географічних, екологічних спеціальностей вищих закладів освіти / Г. І. Рудько, О. М. Адаменко. – Львів: видавничий центр ЛНУ ім. І. Франка, 2001. – 260 с.

214. Савицький О. М. Особливості конструкції і надійність зварних комбінованих балонів високого тиску / О. М. Савицький, О. М. Мандрик, М. М. Савицький // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – №2 (47). – С. 133-144.

215. Савкін Б. П. Становлення магістрального транспорту газу в Україні / Б. П. Савкін // Трубопровідний транспорт. – 2012. – Спецвипуск. – С. 26-31.

216. Постанови Кабінету Міністрів України №1790 від 31.12.2004 року “Про внесення зміни до Порядку встановлення нормативів збору за забруднення навколишнього природного середовища і стягнення цього збору”.

217. Сафонов В. С. Расчёт показателей риска при эксплуатации магистральных газопроводов / В. С. Сафонов, Г. Э. Одишария, О. К. Андропова [и др.] // – В сб.: «Методологические аспекты оценки техногенных и природных рисков». – М.: ВНИИГАЗ, 1999. – С. 119-144.



218. Сафонов В. С. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности / В. С. Сафонов, Г. Э. Одишария, А. А. Швыряев – М.: НУМЦ Минприроды России, 1996. – 208 с.

219. Сварные трубы для магистральных трубопроводов / [Б. Е. Патон, Б. И. Медовар, С. Л. Мандельберг и др.]. – К.: Наукова думка. – 2008 – С. 237-262.

220. Седых А. Д. Анализ рисков при проектировании продуктопроводных систем повышенной опасности / А. Д. Седых // Газовая промышленность. – 2000. – № 4. – С. 53-57.

221. Семчук Я. М. Дослідження процесів формування ареалів забруднення атмосфери в районі компресорних станцій магістральних газопроводів / Я. М. Семчук, Л. Б. Чабанович, Р. М. Говдяк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – №2 (15). – 2005. – С.42-45.

222. Семчук Я. М. Основні напрямки розвитку концепції надійності магістральних газопроводів / Я. М. Семчук, Р. М. Говдяк, Д. Ф. Тимків // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2002. – №2(3). – С. 76-80.

223. Семчук Я. М. Особливості впливу магістральних нафтогазопроводів на довкілля / Я. М. Семчук, Р. М. Говдяк // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету. – 2004. – №5. – С. 14-18.

224. Семчук Я. М. Технічний та екологічний ризик при експлуатації магістральних трубопроводів / Я. М. Семчук, Р. М. Говдяк, Г. М. Кривенко [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – №1. – С. 68-71.

225. Сергеева Т. К. Механизм стресс-коррозионного растрескивания труб на магистральных газопроводах России / Т. К. Сергеева // Основные причины процессов коррозионного растрескивания под напряжением. М.: ИРЦ Газпром, 1996. – С. 27-35.

226. Серенсен С. В. Сопротивление хрупкому разрушению элементов конструкций / С. В. Серенсен, Н. А. Махутов // Проблемы прочности. – 1971. – №4. – С. 3-11.

227. Сивоконь И. С. Проблемы локальной коррозии трубопроводов и ее влияние на целостность трубопроводов / И. С. Сивоконь // Территория “Нефтегаз”. – 2008. – № 3. – С. 50-54.

228. Скрипник В. С. Оцінка впливів об'єктів нафтогазового комплексу на антропогенні ландшафти Прикарпаття / В. С. Скрипник // Наукові записки Вінницького державного педагогічного університету ім. М. М. Коцюбинського. Серія: Географія, 2005. – вип. 10. – С. 30-35.

229. Синугаев М. Ф. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах и человеческий фактор / М. Ф. Синугаев, П. В. Климов, А. К. Гумеров [и др.] // Территория “Нефтегаз”. – 2008. – № 8. – С. 32-36.

230. Смоляк Т. І. Розрахунок міцності газопроводів з корозійними дефектами / Т. І. Смоляк, І. І. Капцов, В. І. Холодов [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 4. – С. 31-33.

231. Сооружение и ремонт газонефтепроводов / [Березин В. Л., Бобрицкий Н. В., Бородавки П. П. и др.]; под ред. В. Л. Березина. – М.: Недра, 1972. – 352 с.

232. Сосуды и трубопроводы высокого давления: Справочник / А. М. Кузнецов, В. И. Лившиц, Е. Р. Хисматулин [и др.] – Иркутск: Издание ГП «Иркутская областная типография № 1». – 1999. – 600 с.

233. Стандарт организации СТО 01297858 0.0018.0-2007 “Полигонные испытания труб для оценки конструктивной прочности. Программа и методика испытаний” – М: ВНИИСТ. – 2007. – 35 с.

234. Стандарт организации СТО 01297858 0.0024.0-2007 “Натурные испытания труб с надрезами с целью определения характеристик статической трещиностойкости металла (вязкости разрушения) в конструкции трубы. Программа и методика испытаний” – М: ВНИИСТ. – 2007. – 22 с.

235. Сытник К. М. Біосфера. Екологія. Охрана природы: справочное пособие / К. М. Сытник, А. В. Брайон, А. В. Гордецкий, А. П. Брайон. – К.: Наукова думка, 1994. – 667 с.

236. Тараевский О. С. Класификация дефектов, повреждений и анализ параметров технического состояния трубопроводов / О. С. Тараевский, С. Й. Тараевский // Нефть и газ Западной Сибири: у 4-х томах / под общ. ред. О. Ф. Данилова: междунар. науч.-техн. конф., 19-20 окт. 2011 г.: материалы конференции. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2011. – Т.2. – С. 138-138.

237. Трубопроводы становятся более безопасными в США и Европе (обзор иностранной прессы) // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2005. – №1. – С. 47-50.

238. ТУ У 24.6-003030314547-002-2004 Зв’язуюче епоксидне марки КДА-ХІ, Донецьк. – 2004. – 12 с.

239. Фридман Я. Б. Механические свойства металлов. Механические испытания. Конструкционная прочность: у 2 т. / Я. Б. Фридман. – М.: Машиностроение, 1974. – Т. 2. – с. 368.

240. Харионовский В. В. Магистральные газопроводы: Концепция конструктивной надёжности линейной части / В. В. Харионовский // Газ.пром.сто. – 1992. – №2. – С. 30-32.

241. Харионовский В. В. Надёжность и ресурс конструкций газопроводов / В. В. Харионовский – М.: Недра, 2000. – 464 с.

242. Хенли Э. Дж. Надёжность технических систем и оценка риска: пер. с англ. В. С. Сыромятникова / Э. Дж. Хенли, Х. Кумамото. – М.: Машиностроение, 1984. – 528 с.

243. Холл А. Определение понятия системы / А. Холл, Р. Фейджин // Исследования по общей теории систем. – М.: Прогресс, 1969. – С. 252-281.

244. Хоружая Т. А. Оценка экологической опасности: обеспечение безопасности. Методы оценки рисков. Мониторинг / Т. А. Хоружая. – М.: Книга сервис, 2002. – 208 с.

245. Цирульник О. Т. Воднева деградація тривало експлуатованих сталей магістральних газопроводів / О. Т. Цирульник, Г. М. Никифорчин, Д. Ю. Петрина [та ін.] // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2007. – Т. 43, № 5. – С.97-104.

246. Цирульник О. Т. Оцінювання роботоздатності сталі 17Г1С після тривалої експлуатації на газогоні / О. Т. Цирульник, М. І. Греділь, О. З. Студент [та ін.] // Вісник Тернопільського державного технічного університету. – 2008. – Т. 13, № 4. – С. 49-55.

247. Цирульник О. Т. Електрохімічні показники експлуатаційної деградації сталей нафто- та газогонів / О. Т. Цирульник, Г. М. Никифорчин, З. В. Слободян [та ін.] // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х томах [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. № 5. – С. 284-290.

248. Шарыгин В. М. Экспериментальная прочность труб с дефектами / В. М. Шарыгин, Ю. А. Теплинский, А. Я. Яковлев [и др.] // Газовая промышленность. – 2000. – №2. – С. 35-37.

249. Шаталов А. А. Методика расчёта распространения аварийных выбросов, основанная на модели рассеяния тяжёлого газа / А. А. Шаталов, М. В. Лисанов, А. С. Печеркин [и др.] // Безопасность труда в промышленности – 2004. - №9. – С. 46-52.

250. Шендрик О. М. Контейнерне транспортування газу як альтернативний спосіб вирішення питань енергетичної безпеки / О. М. Шендрик, І. М. Фик // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – № 2 (32). – С. 15-23.

251. Шишківський В. А. Діагностування технічного стану засобів протикорозійного захисту та корозійного стану ГТС ДК “Укртрансгаз” / В. А. Шишківський, В. Б. Гаврильцев // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 4. – С. 48-51.

252. Шкіца Л. Є. Дослідження формування ареалів забруднення і загазованості витоками з трубопроводів на математичних моделях / Л. Є. Шкіца, В. Я. Грудз, О. В. Палійчук, О. М. Мандрик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – С. 39 – 45.

253. Шлапак Л. С. Бандажування трубопроводів, як один із шляхів зменшення кільцевих напружень / Л. С. Шлапак, М. П. Лінчевський, В. О. Саркісов // Науковий вісник ІФНТУНГ – 2011. – № 2 (28). – С. 36–39.

254. Шлапак Л. С. Розробка концепції дослідження технічного стану надземних ділянок газонафтопроводів / Л. С. Шлапак, В. В. Розгонюк // Нафтова і газова промисловість. – 1996. – №4. – С. 35-37.

255. Шлапак Л. С. Технология ремонта и усиления дефектных участков магистральных трубопроводов / Л. С. Шлапак // Нефть и газ Западной Сибири: у 4-х томах / под общ. ред. О. Ф. Данилова: междунар. науч.-техн. конф., 19-20 окт. 2011 г.: материалы конференции. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2011. – Т2 – С. 111-114.

256. Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С. Г. Щербаков. – М.: Наука, 1982. – 207 с.

257. Юхимец П. С. Оценка остаточного ресурса трубопровода с коррозионным повреждением с учетом изменения параметров дефекта в процессе эксплуатации / П. С. Юхимец // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2007-2009 рр.: зб. статей; під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2009. – С. 404–411.

258. Яковлев А. Я. Стресс-коррозия на магистральных газонефтепроводах. – Киров: ОАО “Кировоградская областная типография”, 2009. – 320 с.

259. American Nation Standard Institute (ANSI)/American Society of Mechanical Engineers (ASME). Manual for determining strength of corroded pipeleines. ASME B31G, 1984.

260. American Petroleum Institute, API 579: Recommended practice for fitness-for-servise. Washington DS, 2000.

261. Arkhipova L. M. Estimation of ecological danger of technical systems // L. M. Arkhipova, O. M. Mandryk, Y. O. Adamenko [et al.] // Scientific Bulletin – Baia Mare.-Volyme XXVI No.2. – 2012 – p. 27–33.

262. ASME B31G-1991. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. – New York, USA: The American Society of Mechanical Engineers, American Nation Standard Institute, 1991.

263. Assessment of the Integrity of Structures Containing Defects, R6 Rev. 4. – Gloucester: British Energy Generation Ltd, UK, 2001.

264. Balfanz H.-P. RAMS – an integrated risk-based decision making tool / H.-P. Balfanz, J. Rumpf // European Safety & Reliability International Conference, 2001. – P. 45-52.

265. Banakhevych Y. Prediction of residual pipeline resource taking into account the operation loading conditions / Y. Banakhevych, J. Andreykiv, M. Kit // Проблемы прочности. – 2009. – №5. – С. 44-52.

266. Bartell S.M. Ecological/Environmental Risk Assessment/ S.M. Bartell// Risk Assessment and Management handbook. – 1996. New York. – P.10.3 – 10.59.

267. British Gas engineering standard BGS/PS/P11: Procedures for inspection and repair of damaged steel pipelines (Designed to operate at pressure above 7 bar), December 1983.

268. British Standard BS7910. Guide on methods for assessing the acceptability of flaws in fusion welded structures. – London: British Standards Institutions, 1999.

269. Brown M. W. Defect orientation in fatigue under multiaxial stress-strain conditions / M. W. Brown, K. J. Miller // Defects & Fracture. – UK: Martinus Nijhoff Publishers, 1982. – P. 29.

270. Burst tests on pipes under pressure of mixture of hydrogen and natural gas. Final report on Subcontract No 1401-2005 of NATURALHY-Project (European Union Commission Contract No SES6/2004/502661). Karpenko Physico-Mechanical Institute of National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine – 2006 – 47 p.

271. Comparative Risk Framework Methodology and Gase Study. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, National Center for Environmental Assessment, Washington Office, Washington, DC, 1998 – [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://cfpub.epa.gov/ncea/>

272. Choi J. B. Development of limit load solutions for corroded gas pipelines / J. B. Choi, B. K. Goo, J. C. Kima [et al.] // Int. J. Pressure Vessel and Piping. – 2003. – Vol. 80, №2. – P. 121-128.

273. Dahlberg E. P. Analysis of gas pipelines failures / E. P. Dahlberg, T. V. Bruno // *J. Met.* – 1985. – 37, №1. – P. 71-73.
274. Developing CNG transport technology – the CETech concept. *The Naval Architect.* March 2005, p. 32-34.
275. DNV Recommended Practice. – DNV-RP-F1001: Corroded Pipelines. – Det Norske Veritas, Noeway. – 2004.
276. EFAM ETM 97: the ETM method for assessing crack-like defects in engineering structures. Report GKSS 98/E/6 / K.-H. Schwalbe, U. Zerbst, Y.-J. Kim, et al. – Amstutz-Geesthacht: GKSS, 1998.
277. EFAM, ETM-MM 96: the ETM method for assessing the significance of crack-like defects in joints with mechanical heterogeneity (strength mismatch). Report 97/E/9. / K.-H. Schwalbe, Y.-J. Kim, S. Hao et al. – Geesthacht: GKSS, 1997.
278. Environment Assisted Fatigue / Ed. P. M. Scott, R. A. Cottis. – London (UK): Published by Mechanical Engineering Publications Ltd., 1988. – EGF Publication № 7.
279. FITNET: Fitness for service (FFS) Procedure. Eds. M. Kocak et al. – European Fitness-for-Service Thematic Network, 2006. – 527 p.
280. Fracture / Ed. by H. Liebowitz. – New York and London: Academic Press. – 1968-1972. – Vol. 1-7.
281. Gas pipeline incidents. 8<sup>th</sup> Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group / D. van den Brand, R. Kenter. – Groningen: EGIG, 2011 – 43 p.
282. Hoff A. An Experimental Study of the Ignition of Natural Gas in a Simulated Pipeline Rupture / A. Hoff // – *Combustion and Flame.* – 1983, V 49. – P. 51-55.
283. Kiefner J. F. A Modified Criterion for Evaluating the Strength of Corroded Pipe / J. F. Kiefner, P. H. Vieth // Final Report for Project PR 3-805 to the Pipeline Supervisory Committee of the American Gas Association, Battelle, Ohio, 1989.
284. Kryzhanivskyy Ye. I. About the possibility of transportation of compressed natural gas by submarine carriers of mobile pipelines in arctic / Ye. I. Kryzhanivskyy, Val. V. Zaytsev, O. M. Mandryk // *Scientific Bulletin Seria C – Baia Mare.* – Volume XXVI No.1. – 2012 – p. 28-31.
285. Mandryk O. M. The concept of creation of Dniester scientific training and industrial modeling flood polygon/ O. M. Mandryk, Y. O. Adamenko, L. M. Arkhipova // 2<sup>nd</sup> International Conference “Alpine-Petrol 2012” on ”Geology, Ecology and Petroleum Perspectives

- of the Carpathians and other Alpine regions in Europe” 25th- 28<sup>th</sup> September, 2012 Kraków – Poland. – P. 85-86.
286. Murakami Yu. Handbook of stress intensity factors / Yu. Murakami // Pergamon Press, Oxford (UK). – 1987. – 1011 p.
287. Neimitz A. Ocena wytrzymałości elementów konstrukcyjnych zawierających pęknięcia (podstawowe elementy procedur SINTAP) / A. Neimitz. – Kielce (Poland): Politechnika Świętokrzyska, 2004. – 139 s.
288. Nykyforchyn H. Correlation between degradation of corrosion and mechanical properties of long-term exploited oil and gas pipeline steels / H. Nykyforchyn, O. Tsyruľnyk, M. Hredil, O. Zvirko // Mechanics. – 2011. – V. 99. – P. 41–43.
289. Odum E. P. Fundamentals of ecology / E. P. Odum. – Philadelphia, 1953 – 384 p.
290. Palmer Andrew C. Subsea pipeline engineering / Andrew C. Palmer, Roger A. King. – Penn Well Books, 2004. – 570 p.
291. Paris P. A critical analysis of crack propagation laws / P. Paris, F. Erdogan // Trans. ASME, J. Basic Engng. – 1963. – Vol. 15, №4. – P. 528-534.
292. Paris P. O. A rational analytic theory of fatigue / P. O. Paris, M. P. Gomez, W. E Anderson // The Trend in Engineering. – 1961. – Vol. 13, № 1. – P. 9-14.
293. Paton B.E. Welded high pressure cylinders reinforced with a composite material. Избранные труды / В.Е.Патон, М.М.Савицкий, А.А.Савиченко. – К.: Наукова думка. – 2008 – С. 194-200.
294. Pipeline safety: Pipeline integrity management in high consequence areas (gas transmission pipelines) // Federal Register. Pt II. – Department of Transportation. 2003. 68, N 18. P. 4315.
295. Pluvinage G. Fracture and fatigue emanating from stress concentrators. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers; 2003.
296. Pluvinage G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth / G. Pluvinage // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 42, 2006. – № 1. – С. 119-127.
297. R/H/R6 “Assessment of the Integrity of Structures Containing Defects”. – British Energy General Ltd. 4th edition, 2000.
298. SINTAP: Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry, Final Proc. Brite-Euram Project No BE95-1426. – Rotherham: British Steel, 1999. – 238 p.
299. Teisseyre W. Paleomorfologia podola (wiadomość tymczasowa) / W. Teisseyre // Spraw. Komis. fiziograf. – Krakov, 1894. – JV a 29. – S. 186-191.

300. Toth L. Reliability assessment of pipelines having corrosion defects using finite element analyses NT2F4 / L. Toth, G. Lenkey Aleppo (Syria), may 2004.

301. Toth L. RIMAP project – RIMAP NAS Network / L. Toth, Н. Нукуфорчун // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2002. – Т. 38, № 4. – С. 136.



Наукове видання

**МАНДРИК Олег Миколайович**

**ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА  
ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

Монографія за редакцією доктора технічних наук,  
професора, член-кореспондента НАН України  
Є. І. Крижанівського

Формат 60x84 1/16. Друк офсетний. Ум. друк. арк. 15,2. Тираж 300 пр.  
Видавництво Івано-Франківського національного технічного  
університету нафти і газу.  
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019.  
тел. (03422) 42453, факс (03422) 42139  
<http://nunq.edu.ua>, e-mail: [public@nunq.edu.ua](mailto:public@nunq.edu.ua)  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ІФ № 18 від 12.03.2002