

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

Гончарук Микола Іванович

622.691.4 (043)

УДК 621.64.029

T65

***Зменшення втрат природного газу в
трубопроводах низького та середнього
тиску***

05.15.13 – нафтогазопроводи, бази та сховища

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник:

Крижанівський Євстахій Іванович

доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2003



228

ЗМІСТ

ВСТУП	4
1. СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	10
1.1. Система функціонування ринку природного газу України та його структурна перебудова	10
1.2. Аналіз причин втрат природного газу	22
1.2.1. Втрати в газопроводах, пов'язані з тривалим терміном їх експлуатації	22
1.2.2. Комерційні втрати	28
1.2.3. Втрати через некоректність обліку	32
1.3. Стан та перспективи виробництва і реалізації скрапленого газу в Україні	35
1.4. Постановка задачі дослідження	42
2. МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ	44
2.1. Вибір матеріалу труб та розробка методики корозійно-механічних випробовувань	44
2.2. Методика дослідження достовірності і точності обліку газу	54
2.2.1. Методика дослідження впливу температури навколишнього та робочого середовищ на покази побутових лічильників газу	54
2.2.2. Удосконалення способу обліку витрат природного газу	58
3. ДОСЛІДЖЕННЯ ДЕФОРМІВНОЇ СИСТЕМИ „ТРУБА – ҐРУНТОВИЙ МАСИВ”	68
3.1. Деформація металу газопроводу при тривалому статичному навантаженні	68
3.2. Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу	76
3.3. Захист газопроводів від корозії на стадії проектування	87
4. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ТА ПІДВИЩЕННЯ	

ТОЧНОСТІ ОБЛІКУ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	91
4.1. Вплив температури робочого та навколишнього середовищ на достовірність і точність обліку газу	91
4.2. Експериментальне обґрунтування доцільності використання лічильників газу в трубопроводах низького та середнього тиску	107
ВИСНОВКИ	118
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	121
ДОДАТКИ	134

ВСТУП

Актуальність теми. Природний газ, як енергоносіє, займає важливе місце в енергетичному балансі України. Однак, наша держава належить до країн зі значним дефіцитом власних енергоресурсів (задовольняє потреби у природному газі за рахунок власного видобування лише на рівні 25 %) та має дуже високий і неефективний рівень їх споживання (на одиницю валового національного доходу витрачається в 6 - 8 разів більше енергії, ніж в розвинених західних країнах). При ефективному використанні енергоресурсів Україна могла б у двічі збільшити свій національний продукт і одночасно в 3 - 4 рази зменшити витрати на газ і нафту.

Процеси постачання природного газу супроводжуються значними його втратами (у 2001 р.-1,93 млрд. м³). В зв'язку з цим комплексна проблема мінімізації втрат і підвищення ефективності використання енергоносіїв є вельми актуальною і її розв'язання дозволить зекономити значні кошти, які можна буде спрямувати на забезпечення безперебійності і надійності постачання газу споживачу, підтримку належного функціонування газотранспортної системи в цілому.

Особливо важливого значення набувають експериментальні роботи в цьому напрямку, виконані за новими ефективними методиками, а саме, комплексні дослідження деформівної системи „труба – ґрунтовий масив” та достовірності і точності обліку газу.

Зв'язок з науковими програмами. Представлена дисертаційна робота виконана в рамках Національної програми „Нафта і газ України до 2010 року”.

Мета і задачі дослідження. Визначення головних причин втрат природного газу та розробка ефективних методів їх зменшення в трубопроводах низького та середнього тиску .

Досягнення мети вимагає розв'язання таких задач:

1. Розробка ефективної методики дослідження корозійних процесів на підземних ділянках газопроводів та створення комп'ютеризованої установки для корозійно-механічних випробовувань.
2. Розробка методики дослідження впливу температури навколишнього та робочого середовищ на покази побутових лічильників газу.
3. Дослідження деформівної системи „труба – ґрунтовий масив” методами механіки підземних споруд та механіки корозійного руйнування з метою оцінки стабільності фізико-механічних властивостей матеріалу газопроводу в процесі експлуатації і виявлення причин розгерметизації.
4. Удосконалення способу обліку витрат природного газу, який протікає по одному газопроводу, шляхом розширення діапазону вимірювань із забезпеченням вимог достатності нижньої і верхньої границь вимірювань.
5. Теоретичні та експериментальні дослідження процесів теплообміну робочого і навколишнього середовищ при обліку газу та розробка номограм для визначення поправочних температурних коефіцієнтів до обсягів споживання газу.
6. Експериментальне обґрунтування доцільності використання лічильників газу в трубопроводах низького та середнього тиску.

Об'єкт дослідження – газопроводи низького та середнього тиску.

Предмет дослідження – втрати природного газу в трубопроводах низького та середнього тиску.

Методи дослідження. Комплексні дослідження деформівної системи „труба – ґрунтовий масив” проводили сучасними методами механіки підземних споруд та механіки корозійного руйнування, а також за розробленою і апробованою методикою корозійно-механічних випробовувань матеріалу газопроводів з комп'ютерною реєстрацією параметрів процесу повзучості та обробкою експериментальних даних у середовищі Origin 6.0, Axum 5.0, Statistica 6.0 та інших спеціалізованих

програмних пакетів. Дослідження достовірності і точності обліку газу здійснювали з використанням теорій: теплопровідності, тепломасообміну, розширень, обслуговування складних систем, переносу, а також за розробленою методикою дослідження впливу температури навколишнього та робочого середовищ на покази побутових лічильників газу, яка дозволяє отримати високу точність та достовірність результатів експерименту.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Розкрито кінетичні особливості повзучості основного металу та зварного з'єднання труб зі сталі 10 на повітрі та в кислих середовищах з різним рН при експлуатаційних температурах і визначено параметри області низькотемпературної повзучості (ОНП). Започатковано новий науковий напрямок – низькотемпературна корозійна повзучість зварних з'єднань труб.
2. Вперше на сталі газопроводу експериментально виявлено значне розширення ОНП в кислих середовищах, порівняно з повітрям, і показано, що під впливом середовища 0,1 М НСІ повзучість при $\sigma = 0,8 \sigma_{0,2}$ стає відчутною.
3. Розвинуто окремі положення теорії захисту газопроводів від корозії на стадії проектування. Показано, що профілактика корозійної повзучості є перспективним засобом, який дозволяє ефективно боротися з розгерметизацією та руйнуванням систем газопостачання.
4. Одержано аналітичний вираз для функції температури повітря T_p , який, виходячи з його графічної інтерпретації, з достатньою для розрахунків точністю описує зміну середніх температур повітря і може бути використаний при дослідженні температурних полів навколо газопроводів.
5. За розробленою методикою експериментально визначено коефіцієнти теплопередачі для мембранних і роторних лічильників та для газопроводу, що підводиться до лічильників. Вперше введено поняття узагальненого коефіцієнта теплопередачі.

Практичне значення отриманих результатів.

1. Розроблено методику дослідження корозійних процесів на підземних ділянках газопроводів та створено комп'ютеризовану установку для корозійно-механічних випробовувань з автоматичним одночасним записом під час експерименту зміни деформації та електродного потенціалу плоских зразків, виготовлених зі стінки труб, що використовуються для будівництва систем газопостачання.
2. Розроблено та впроваджено методику дослідження впливу температури навколишнього та робочого середовищ на покази побутових лічильників газу, яка дозволяє для кожної комбінації температур в камерах холоду та тепла (КХТ) та для кожного значення витрати, типу та типорозміру лічильника отримувати достовірні результати і порівнювати їх з теоретичними розрахунками температурних режимів газу в реальних газопроводах.
3. Запатентовано спосіб обліку витрат газу, згідно з яким здійснюють автоматичне вимірювання параметрів потоку газу, що протікає у трубопроводі з наступним обчисленням зведених до стандартних умов витрат та об'єму. Потік газу розділюють на нерівні частини з утворенням розгалужень різної пропускної здатності, підключених до основного трубопроводу в одній точці; в кожному розгалуженні вимірюють витрату відповідного діапазону із забезпеченням вимог достатності верхньої і нижньої границь вимірювань, причому вибір конкретного розгалуження для вимірювання потоку здійснюють автоматично порівнюючим вибірковим перемикаючим пристроєм, виходячи із умов його з'єднання з встановленими по кожному розгалуженні лічильниками через засоби перемикання потоку, що забезпечують зв'язок кожного розгалуження з коректором, який у відповідності з витратами, виміряними на вході основного трубопроводу і параметрами тиску газу і температури на його виході

по заданих алгоритмах обчислює зведену до стандартних умов витрату газу.

4. Проведено експериментальні та теоретичні дослідження для визначення температури газу на виході у лічильників різних типів (мембранних та роторних) і виявлено, що різниця температур газу на виході з даного лічильника, встановленого в приміщенні, та температурою приведення газу до нормальних умов (20°C), при різних об'ємах споживання, може становити 9°C і тоді дійсний об'єм спожитого газу занижується порівняно з показами лічильника на $\sim 3\%$.
5. Вперше розроблено ПКГ-номограму для визначення поправочних температурних коефіцієнтів до обсягів споживання газу, облікованого в побуті мембранними та роторними лічильниками, яку рекомендується для використання в комерційних цілях газозбутовими організаціями. Показано, що застосування лічильників для вимірювання об'єму газу в трубопроводах діаметром 200 мм і менше з економічної та метрологічної точок зору доцільніше, ніж пристроїв побудованих на методі звуження потоку.
6. Розроблено інструкцію про порядок приймання, зберігання, відпуску та обліку газів вуглеводневих скраплених для комунально-побутового споживання та автомобільного транспорту (дод. Д), яка затверджена і введена в дію наказом Міністерства палива та енергетики України від 3 червня 2002 р. № 332.

Особистий внесок здобувача. Основні результати роботи отримані автором самостійно. Роботи [5, 6, 10] опубліковані без співавторів. В роботах [1-3] автору належить розробка схеми експерименту та інтерпретація одержаних результатів; [4, 8] – наукове обґрунтування поведінки металу газопроводу при тривалому статичному навантаженні; [7] – аналіз сучасного стану та перспективи виробництва і реалізації

скрапленого газу в Україні; [9] – ідея винаходу та його реалізація. В роботі [11] автору належить розробка основних положень документу.

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертаційної роботи доповідалися та обговорювалися на:

- науково-практичному семінарі „Сучасні прилади комерційного обліку природного газу, теплової енергії та контролю параметрів процесу буріння і їх метрологічне забезпечення в експлуатації” (Івано-Франківськ, 1999);
- VI міжнародній науково-практичній конференції „Нафта і газ України” (Івано-Франківськ, 2000);
- всеукраїнській науково-технічній конференції „Проблеми забезпечення обліку газу в Україні” (Івано-Франківськ, 2001);
- третій всеукраїнській науково-технічній конференції „Вимірювання витрати та кількості газу і нафтопродуктів” (Івано-Франківськ, 2003);
- розширеному засіданні Міністерства палива та енергетики України (Київ, 2003);
- розширеному семінарі за спеціальністю 05.15.13 – нафтогазопроводи, бази та сховища (Івано-Франківськ, 2003).

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 11 друкованих праць, з них 9 у фахових виданнях України, 1 деклараційний патент України.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Система функціонування ринку природного газу України та його структурна перебудова

Ситуація на ринку природного газу України докладно проаналізована в роботі [10]. Тому розглянемо лише систему функціонування ринку природного газу України.

Україна належить до країн з дефіцитом власних енергетичних ресурсів і протягом останніх років задовольняє потреби у природному газі за рахунок власного видобування лише на рівні 25 %, решта газу імпортується з Росії та країн Середньої Азії, при цьому частка газу, отриманого як плата за послуги з транзиту російського природного газу через територію України, задовольняє до 40 % загальнодержавних потреб.

Слід зазначити, що з моменту зародження газової промисловості і до 1977 р. включно Україна повністю забезпечувала свої потреби цим видом енергоносіїв і навіть мала змогу його експортувати.

Що ж до споживання газу, то в Україні воно перманентно зростало і максимального рівня досягло у 1990 р. Тоді було використано 118,8 млрд. м³ природного газу, з яких комунально-побутовий сектор використав 21,3 млрд. м³, промислові споживачі - 90,7 млрд. м³, в тому числі підприємства енергетичного комплексу - 34,3 млрд. м³, металургійного - 17,5 млрд. м³ і хімічного - 12,7 млрд. м³. На технологічні потреби при видобуванні і транспортуванні газу було використано 6,8 млрд. м³. При цьому для забезпечення газоспоживання використовувалися ресурси газу як власного видобутку, так і поставленого з Російської Федерації.

Починаючи з 1990 р., у зв'язку зі спадом промислового виробництва та впровадженням заходів з економії енергоресурсів спостерігається стійка тенденція до зниження загального споживання природного газу в Україні. Так, у 1995 р. було використано вже 85,4 млрд. м³ газу, у 1998 р. - 75,5 млрд. м³, а у 2002 р. - 69,7 млрд. м³, з яких промисловість спожила 30,9 млрд. м³, в тому числі підприємства енергетичного комплексу - 5,8 млрд. м³, металургійного - 8,8 млрд. м³, хімічного - 8,1 млрд. м³. Населенням у минулому році було використано 17,0 млрд. м³ газу, підприємствами комунальної теплоенергетики (КТЕ) - 12,7 млрд. м³.

Починаючи з 1999 р., відпускна ціна природного газу для підприємств КТЕ залишалася практично незмінною. Більш того, зважаючи на численні звернення керівників облдержадміністрацій стосовно соціальної значущості безперебійної роботи теплопостачальних підприємств, НАК „Нафтогаз України” (далі - Компанія) прийняла рішення, починаючи з 01.01.2003 р., знизити ціну на газ для цих споживачів до 157,5 грн. за 1 тис. м³, хоча на зазначені цілі відпускається газ, зароблений Компанією за послуги, надані за транзитне транспортування російського газу територією України, ціна якого значно вища. При цьому втрати Компанії від цієї реалізації вже перевищують 1,3 млрд. грн.

Однак керівники ряду підприємств КТЕ виявили повну байдужість до питання оплати використаного газу. Станом на 15.03.2003 р. заборгованість підприємств комунальної теплоенергетики перед ДК „Газ України” становить 1922 млн. грн., з яких за поточний рік - 560,8 млн. м³.

Найгірший стан розрахунків спостерігається у Одеській області, де проплати становлять 8 %, а загальна заборгованість за спожитий газ - 23,7 млн. грн., з яких 3,8 млн. грн. - за 2002 р. У Херсонській області ці цифри становлять, відповідно, 16 %, 31,7 млн. грн. та 22,6 млн. грн., у Черкаській - 19%, 49,9 млн. грн. та 36,4 млн. грн., Луганській - 32 %,

78,4 млн. грн. та 50,0 млн. грн., Харківській - 35 %, 101,0 млн. грн. та 46 млн. грн., Київській - 36%, 70,9 млн. грн. та 51,4 млн. грн.

Разом з тим приємно відзначити, що, перебуваючи у тих самих фінансових умовах, що і підприємства вищеназваних областей, стовідсотково розраховуються за використаний у березні 2003 р. природний газ підприємства КТЕ Львівської, Полтавської, Хмельницької, Чернігівської областей та м. Севастополя.

Динаміку споживання природного газу Україною протягом 1998-2002 рр. та його структур у 2002 р. наведено на рис. 1.1-1.3.

Цікавою є динаміка зміни споживання природного газу безпосередньо населенням.



Рис. 1.1. Структура споживання природного газу окремими категоріями споживачів у 2002 році

У 1995 р. Кабінетом Міністрів України було прийнято Постанову від 14.06.1995 р. № 422 „Про виробництво та впровадження приладів обліку споживання газу в побуті”, яка стала відправною точкою для масового встановлення газових лічильників у житловому фонді. Результати не примусили довго чекати на себе, що наочно засвідчує наведений нижче порівняльний графік (рис. 1.3).

Як видно з графіка, із зростанням кількості встановлених в помешканнях газових лічильників обсяги споживання газу істотно зменшувались. Тому у прийнятій у 2002 р. Програмі створення єдиної системи обліку газу розраховано графік, за яким проходитиме оснащення житлового фонду України лічильниками газу (табл. 1.1).

Таблиця 1.1

Оснащення житлового фонду України лічильниками газу

Етап	Рік	Лічильники газу, що підлягають встановленню, шт.					
		квартирні			будинкові		разом
		з опалювальним котлом (піччю)	з газовою плитою та водонагрівачем	тільки з газовою плитою	5 поверхів і більше	до 5 поверхів	
I	2002	506000	70000	24000	3900	0	603990
	2003	495000	80000	25000	5850	0	605850
	2004	278800	200000	121200	8810	0	608810
	2005	0	300000	300000	12200	0	612200
Всього		1279800	650000	470200	30850	0	2430850
II	2006	0	300000	300000	12490	890	613380
	2007	0	300000	300000	10870	1415	612285
	2008	0	128000	472 000	8330	2275	610 605
	2009	0	0	600000	6385	3270	609655
	2010	0	0	600000	5003	3515	608518
Всього		0	728000	2272000	43078	11365	3054443
III		0	0	600000	0	2980	602980
		0	0	600000	0	2225	602225
		0	0	600000	0	1585	601585
		0	0	427800	0	1185	428985
Всього		0	0	2227800	0	7975	2235775
Разом		1279800	1378000	4970000	73 928	19340	7721068

Як уже зазначалося, сьогодні існують такі джерела надходження природного газу в газотранспортну систему України:

- власний видобуток;
- імпорт;
- обсяги за надання послуг з транзиту російського природного газу через територію України.

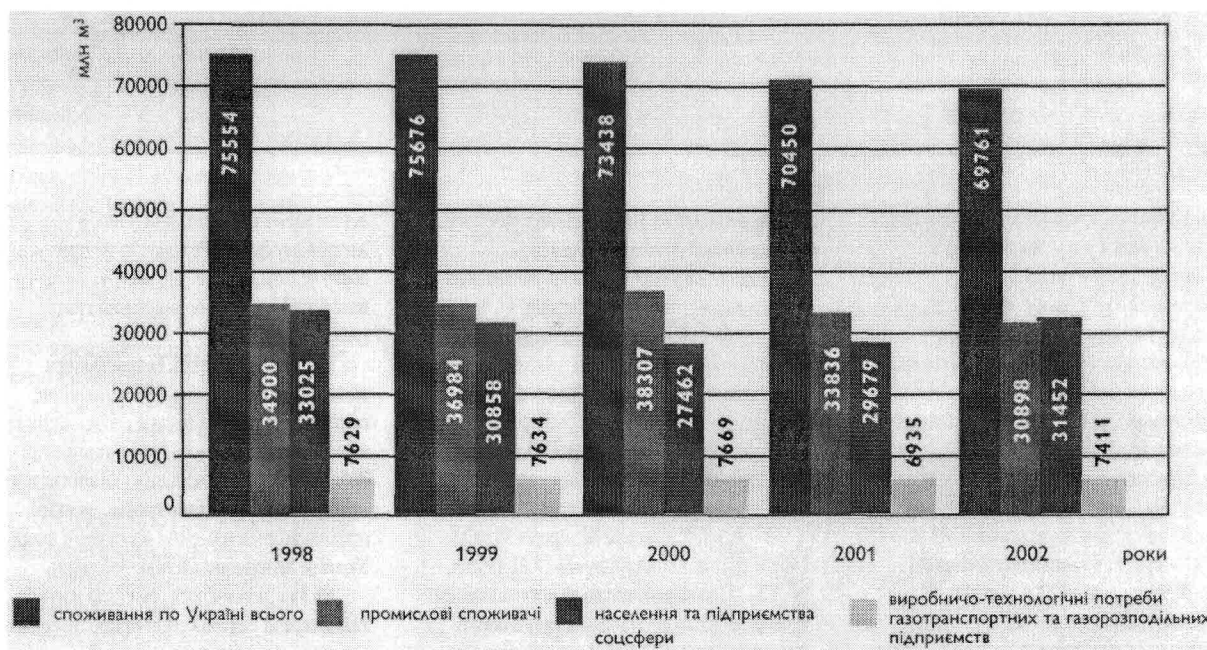


Рис. 1.2. Споживання природного газу в Україні протягом 1998-2002 рр.

Крім того, для безперервного забезпечення споживачів України природним газом Компанією проводиться копінг робота зі створення достатніх запасів газу у підземних сховищах (ПСГ) для подальшого використання у періоди критичного попиту [12, 13]. Свідченням цього є той факт, що у 2002 р. до ПСГ було закачано 17,9 млрд. м³ газу, що на 6,6 млрд. м³ більше, ніж у 2001 р. Це дало змогу, незважаючи на те, що у грудні середньомісячна температура зовнішнього повітря була нижчою минулорічної на 1,5 °С, у січні - на 0,7 °С, а у лютому - на 10,4 °С, забезпечити гарантоване газопостачання споживачів, не допустивши при цьому відбору жодного кубічного метру газу з російських транзитних обсягів.

Урядовими рішеннями встановлено, що потреба в природному газі населення, установ та організацій, що фінансуються з державного та місцевих бюджетів, задовольняється з ресурсів газу власного видобутку, а підприємств комунальної теплоенергетики та теплових електростанцій - з обсягів, зароблених за транзит. При цьому природний газ для населення та бюджетних організацій Компанія реалізує за регульованим тарифом.

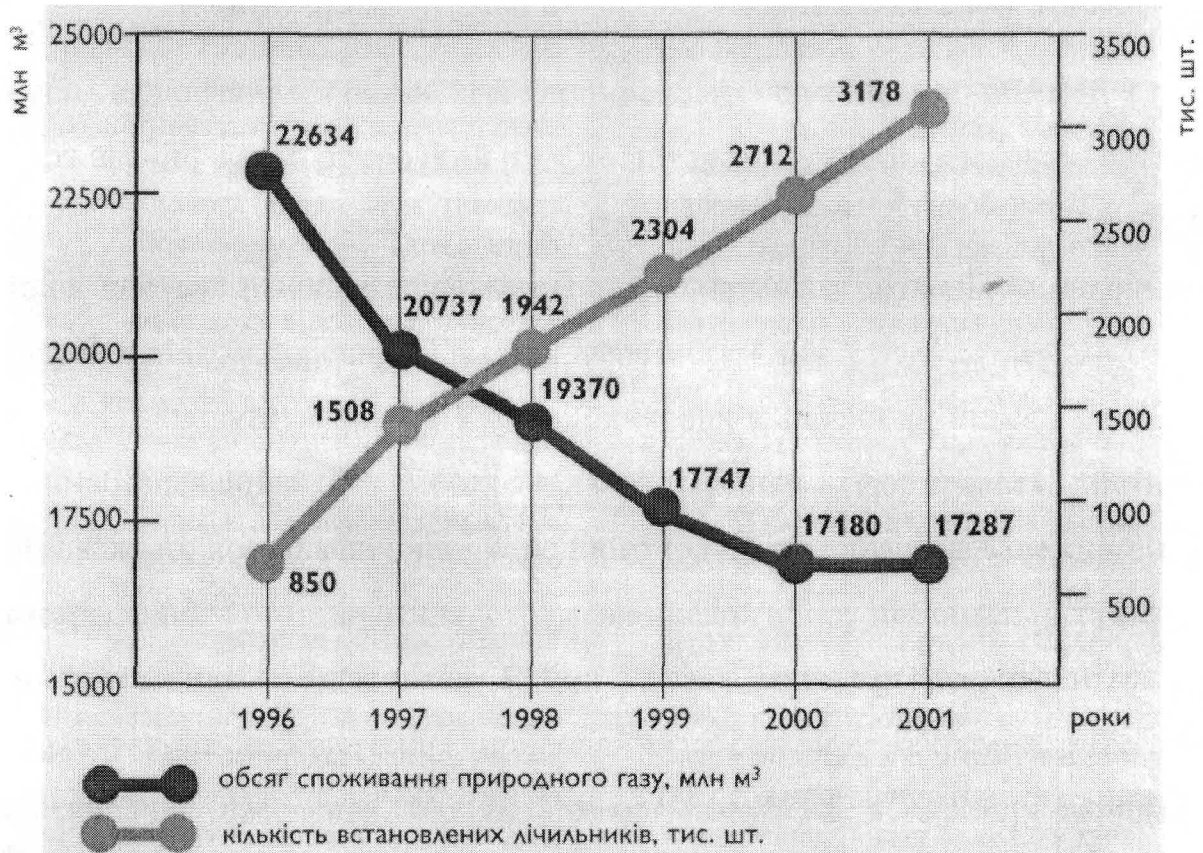


Рис. 1.3. Залежність споживання природного газу від кількості встановлених лічильників

Компанія щомісячно доводить до газотранспортних та газорозподільних підприємств на місцях граничні обсяги споживання природного газу для вказаних категорій споживачів і здійснює контроль за їх дотриманням. В цьому зв'язку слід зауважити, що згадані ліміти споживання встановлюються відповідно до поточних потреб у природному газі, проте знаходяться в прямій залежності від рівня проплат за використаний газ.

Постачальники газу, які поставляють його суб'єктам господарювання за нерегульованим тарифом, відповідно до укладених зі

споживачами договорів, перед початком календарного року надають Мінпаливенерго, Компанії і НКРЕ інформацію щодо прогнозних обсягів поставок газу у наступному році та укладають з ДК „Укртрансгаз” угоди про користування газотранспортною системою.

До 90-х років, коли економіка країни функціонувала на планових засадах, розподіл ресурсів природного газу здійснювався за регіональним принципом на підставі заявок обласних (міських) газозбутових організацій, куди включались обсяги для промислових споживачів області і для споживачів, яким природний газ постачався з фондів місцевих органів виконавчої влади (населення, бюджетні організації, соціальна сфера). За умов централізованого планування такий механізм розподілу природного газу був цілком доречним і відповідав вимогам дня.

Із започаткуванням в Україні ринкових відносин змінився і механізм газозабезпечення. В умовах вільного ринку сформувався інститут незалежних постачальників природного газу. Споживачі, незалежно від їх географічного розташування, отримали право вибору постачальника газу, а постачальники – споживача. В цих умовах роль держави зводиться до гарантування забезпечення природним газом лише окремих категорій споживачів (населення, бюджетних організацій) і, в окремих випадках, підприємств, що підтримують життєдіяльність населення. При цьому знову ж таки слід брати до уваги рівень оплати спожитих у попередні періоди обсягів газу. Крім того, держава бере на себе обов'язки регулювати ціни на газ, що відпускається цим категоріям споживачів (регульований тариф).

Ринок природного газу в Україні функціонує на конкурентних засадах за винятком тих його сегментів, діяльність яких регулюється державою.

Діяльність учасників конкурентного сегмента ринку базується на таких принципах:

- вільний вибір учасниками ринку контрагентів і укладання з ними

цивільно-правових договорів;

- купівля природного газу у його власників або уповноважених ними осіб, як резидентів, так і нерезидентів України, за прямими договорами, на аукціонах (біржах, тендерах) або за межами України для його продажу іншим учасникам ринку природного газу чи постачання безпосередньо споживачам природного газу;
- рівні права доступу до Єдиної газотранспортної системи України всіх учасників ринку природного газу;
- вільне ціноутворення на ринку природного газу;
- регулювання тарифів на послуги з транспортування, зберігання та розподілу природного газу.

Діяльність учасників регульованого сегмента ринку природного газу базується на таких принципах:

- закупівля природного газу постачальником газу у його власників за прямими договорами у порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України, для його подальшого продажу або передачі на інших законних підставах підприємствам, які здійснюють постачання природного газу окремим категоріям споживачів, перелік яких визначається Кабінетом Міністрів України;
- регулювання цін на природний газ для окремих категорій споживачів, перелік яких визначається Кабінетом Міністрів України в порядку, встановленому чинним законодавством;
- регулювання тарифів на послуги з транспортування, зберігання та постачання природного газу.

Природний газ з ресурсів Компанії реалізується через дочірню компанію „Газ України” (до 2001 р. ДК „Торговий дім „Газ України”). Тим самим виконано вимоги Міжнародного валютного фонду про розмежування функцій з видобування, транспортування, зберігання і реалізації природного газу.

228

Компанією, відповідно до ресурсів газу та нафти, прогнозних потреб галузей національної економіки і населення, а також можливостей газотранспортної системи, розробляються місячні, річні та прогнозні баланси природного газу та нафти.

При цьому ведуться окремо обліки видобутку природного газу, його транспортування, зберігання та реалізації (по Україні); видобутку нафти та конденсату у підпорядкованих Компанії підприємствах і організаціях; виробництва, транспортування та реалізації скрапленого газу в розрізі ВАТ регіонів.

До створення Компанії ця інформація носила, як правило, інформативний характер, була роздрібною і не давала повної та достовірної картини. Тому необхідно було створити такий механізм обліку енергоресурсів, який дав би можливість із закінченням кожного звітного періоду документально оформити кожен кубометр газу, кожен тону нафти та скрапленого газу, починаючи від їх видобування або виробництва до реалізації.

Сьогодні в Україні налічується 68,3 тис. підприємств-споживачів природного газу, у тому числі промислових - 11,5 тис., підприємств комунальної теплоенергетики - 2,4 тис., бюджетних установ та організацій - 16,3 тис. та 38,1 тис. комунально-побутових підприємств. Із закінченням звітного місяця реалізації газу з кожним із них необхідно оформити акти приймання-передачі газу, оскільки непідписання або несвоєчасне підписання цих актів призведе до виникнення розбалансів ресурсів газу та до нерозподілених обсягів газу. Крім того, існує 11 млн. абонентів, тобто населення, де облік газу забезпечують обласні (районні, міські) газозбутові підприємства.

Крім того, є споживачі, які отримують газ через газорозподільні станції (ГРС), що територіально розташовані в прикордонних з Україною областях Російської Федерації та Республіки Молдова. І навпаки, є споживачі з Росії та Молдови, які отримують газ через ГРС, що

знаходяться на території України. І з тими, і з іншими підписання актів дуже ускладнене. В результаті непідписання хоча б одного акта із споживачем, а їх сотні на тій чи іншій стороні, немає можливості скласти достовірний баланс газу, а це, відповідно, затримує підписання технічного акта з ВАТ „Газпром”. А якщо до цього додати, що ліцензії на реалізацію природного газу в Україні (за нерегульованим тарифом) отримали (від НКРЕ) понад 1000 суб'єктів господарювання і кожен з них вишукує спосіб як „обійти” газовиків, то можна уявити, в яких умовах зводяться звітні баланси.

Внаслідок порушення учасниками газового ринку порядку оформлення приймання-передачі газу, в тому числі на ГРС, виникали так звані «нерозподілені» обсяги газу. Проте можна констатувати, що нині їх практично зведено до нуля. При цьому вже відомо, хто і з яких причин не оформив документи на газ, але нині діюча система правових відносин дає можливість деяким недбайливим керівникам користуватись цією ситуацією.

Слід зазначити, що сьогодні Компанія володіє повною інформацією про щодобовий оперативний баланс газу, в тому числі:

- об'єм імпортованого газу в Україну;
- ким і скільки в Україні конкретно видобуто газу;
- об'єм газу, закачаного до ПСГ, протранспортованого споживачам та на експорт, в тому числі переданого Росії, Молдові тощо;
- об'єм паливного та пускового газу, використаного кожною компресорною станцією (КС), що мають газопровідні агрегати;
- об'єм газу, спожитого в тому чи іншому регіоні України;
- об'єм газу, спожитого кожним споживачем, або тепловою електростанцією, кожним підприємством комунальної теплоенергетики в розрізі кожного регіону.

Зараз Компанією ведеться робота зі створення єдиного реєстру споживачів газу, що дасть можливість щоденно мати інформацію про

обсяги газу, направлено кожного споживачеві, а також, якому постачальнику вони належать.

Крім того, аналізується інформація, що надходить через диспетчерські канали щодо того, скільки нафти видобуто підприємствами Компанії, скільки її отримано з Росії та Казахстану, скільки поставлено на українські заводи і протранспортовано на експорт.

Компанією розроблено та доведено до підпорядкованих їй підприємств Порядок доступу до єдиної газотранспортної системи, який було затверджено наказом НАК „Нафтогаз України”. Нещодавно розроблено нову редакцію цього документа, де враховано пропозиції та зауваження, надані дочірніми компаніями, підрозділами НАК „Нафтогаз України”, а також окремими постачальниками природного газу.

Нова редакція Порядку визначає загальні принципи і процедури доступу до газотранспортної системи та газорозподільних мереж України, вимірювання та обліку, документального оформлення приймання-передачі природного газу. Порядок пропонує замовникам, які бажають користуватися газотранспортною системою (ГТС) та газорозподільною мережею (ГРМ) України, недискримінаційну, справедливу, прозору і неупереджену систему надання послуг з транспортування природного газу.

З метою підвищення відповідальності керівників нафто- та газовидобувних, нафто- та газотранспортних і газорозподільних підприємств за достовірність обліку реалізованих енергоресурсів розроблено ряд положень, які затверджені наказом Мінпаливенерго і введені в дію 01.01.2002 р., а саме:

- Положення про порядок складання балансу природного газу в газорозподільних мережах, у якому наведено детальний порядок визначення обсягів природного газу, що надходить до газорозподільних мереж через ГРС, газорегуляторні (ГРП) та інші пункти передачі газу та порядок складання добового та місячного балансу природного газу. Це Положення поширюється на

газорозподільні та газозбутові підприємства, незалежно від форм власності, які здійснюють транспортування природного газу споживачам;

- Положення про механізм купівлі-продажу видобутих природного газу, нафти і газового конденсату та продуктів їх переробки, де визначено механізми внутрішніх закупівель енергоресурсів на підприємствах, підпорядкованих Компанії, які здійснюють видобування, транспортування, переробку та реалізацію енергоресурсів, а також в самій Компанії, і розподіл коштів за реалізований природний газ;
- Положення про порядок складання балансів товарного газу, нафти, нафтопродуктів та газового конденсату, у якому наведено порядок визначення обсягів природного газу, нафти і газового конденсату, видобутих структурними підрозділами видобувних підприємств, підпорядкованих Компанії, визначення обсягів енергоресурсів для виробничо-технологічних потреб, а також втрат енергоресурсів; порядок складання зведених та розгорнутого балансів товарних нафти і газового конденсату;
- Порядок створення страхового запасу природного газу в натуральній та грошовій формі;
- Положення про порядок контролю за роботою спільних підприємств та спільною діяльністю з видобування нафти і газу в Компанії.

Розроблено Інструкцію про порядок приймання, зберігання, відпуску та обліку вуглеводневих скраплених газів для комунально-побутового споживання та автомобільного транспорту [11].

Крім того, важливим документом з питань врегулювання роботи на ринку газу України є також щорічна Постанова Кабінету Міністрів України „Про порядок забезпечення галузей національної економіки і населення природним газом”, де враховуються пропозиції Компанії. Це

дало можливість створити цивілізованіші умови роботи на газовому ринку України, а саме:

- стабілізувати газовий ринок України;
- упорядкувати відносини газовидобувних, газотранспортних та газозбутових підприємств, а також постачальників і споживачів природного газу;
- гарантувати забезпечення природним газом населення, бюджетних установ та організацій;
- посилити дисципліну газоспоживання;
- поліпшити розрахунки за використаний природний газ;
- підвищити відповідальність постачальників за дисципліну газопостачання тощо.

Таким чином, протягом п'яти років існування Компанії створено і запроваджено чітку, надійну та прозору систему функціонування газового ринку України та проведено його структурну перебудову, яка відповідає умовам сьогодення.

1.2. Аналіз причин втрат природного газу

1.2.1. Втрати в газопроводах, пов'язані з тривалим терміном їх експлуатації

Природний газ, як енергоносіє, займає важливе місце в енергетичному балансі України [14, 15]. Транспортування газу здійснюється однією з найбільших в світі газотранспортних систем загальною довжиною десятки тисяч кілометрів [16]. Безперебійність та надійність постачання газу споживачу залежить від надійності роботи

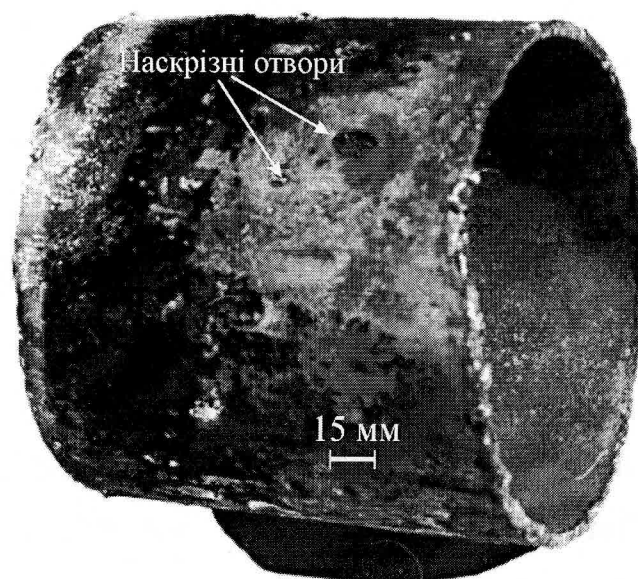
газотранспортних магістралей, компресорних та регулювальних станцій [17, 18].

На підземні газопроводи здійснюють вплив різноманітні фізико-хімічні та ґрунт-кліматичні фактори, які комплексно формують експлуатаційні умови [19-21]. Складність взаємодії цих змінних в часі факторів призводить до того, що при відповідних поєднаннях досягається як прискорення так і сповільнення корозійного процесу [22, 23].

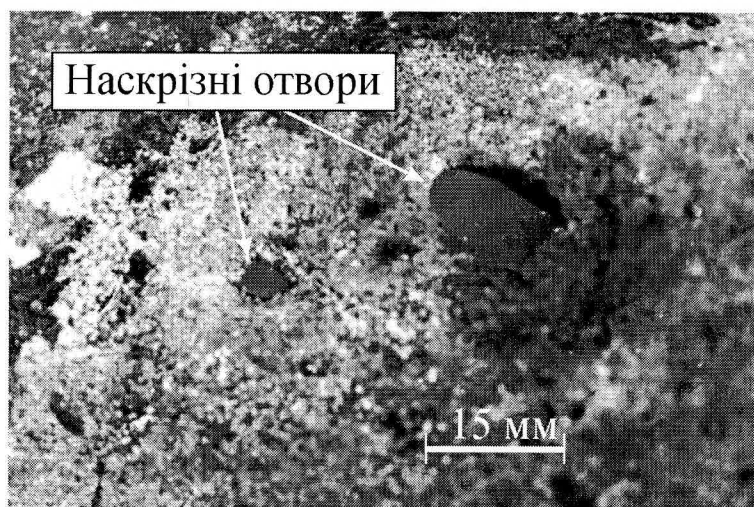
Проведені нами обстеження підземних газопроводів показали, що їх термін експлуатації головним чином залежить від корозійної стійкості основного металу та зварного з'єднання труб, а також характеру руйнування поверхні металу в місцях з порушеним ізоляційним покриттям. Схожі висновки знаходимо в роботах [24-26].

На рис. 1.4 зображено зруйновану частину електрозварної прямошовної труби зі сталі 10 підземного газопроводу з наскрізними ураженнями (кавернами), при товщині стінки труби 5 мм, та характерними пітами глибиною 1мм і більше, розташованими вздовж зварного шва. Каверни переважно утворюються на нижній частині газопроводу, а не на верхній. Ця різниця в багатьох випадках така велика, що для збільшення ресурсу конструкції доцільно було б повернути її на 180 градусів після експлуатації протягом деякого часу. Піт на зовнішній поверхні нижньої частини виникає внаслідок постійного стикання з ґрунтом; між верхньою частиною труби та ґрунтом, в результаті осідання газопроводу, утворюється повітряний прошарок.

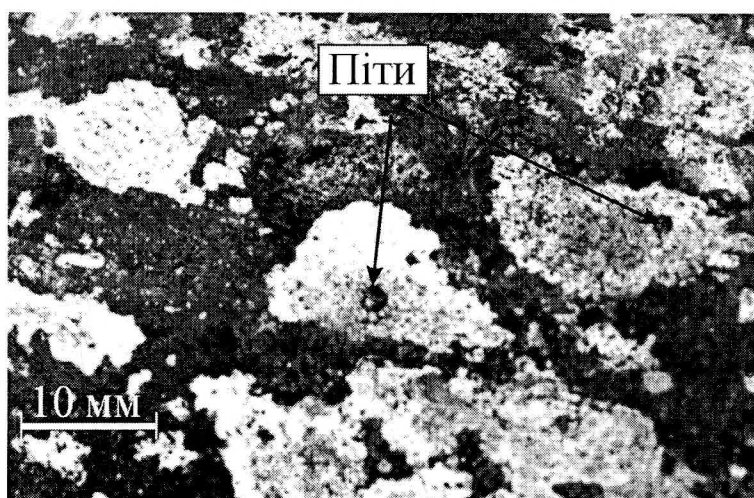
Попереднє вивчення умов експлуатації підземних газопроводів дозволило зробити висновок про необхідність комплексних досліджень деформівної системи „труба – ґрунтовий масив” сучасними методами механіки підземних споруд [27-30] та механіки корозійного руйнування [31-36] з метою попередження розгерметизації газопроводів, що матиме наукове та прикладне значення.



а



б



в

Рис. 1.4. Зруйнована частина підземного газопроводу:
а – загальний вигляд; *б* – конфігурація наскрізних уражень;
в – розташування пітів вздовж зварного шва.

В практиці будівництва питання взаємодії трубопроводів з ґрунтом вивчені недостатньо [30, 37]. Тому чітких і апробованих рішень щодо вибору чи визначення основних характеристик для розрахунку та аналізу роботи підземних трубопроводів немає.

Розрахунок труб, що прокладаються в ґрунті, проводиться методами механіки підземних споруд [28, 29, 37]. Труба та оточуючий ґрунтовий масив розглядаються як елементи єдиної деформівної системи, що сприймає зовнішні навантаження та впливи. Ґрунтовий масив моделюється лінійно деформівним середовищем, яке також володіє лінійною повзучістю. Для труб, які прокладаються на порівняно невеликій глибині, в якості навантаження та впливів приймають як початкове поле напружень в ґрунтовому масиві, так і навантаження, що діють на земну поверхню. До цих навантажень відносять навантаження від ваги будівель та споруд і рухомі навантаження від залізничного та іншого транспорту. При сумарній дії навантаження, прикладеного до земної поверхні, та початкового поля напружень в масиві на напружено-деформований стан труб, вплив навантаження від ваги будівель, споруд та транспортних засобів зменшується з глибиною. Тому існують граничні глибини, на які розповсюджується вплив цих навантажень. Вони, в основному, залежать від розмірів поперечного перерізу труб та фізико-механічних характеристик матеріалу труб та реологічних властивостей ґрунтового масиву.

Врахування корозійної активності ґрунту, яку прийнято оцінювати часом до появи на новому газопроводі першої каверни [23, 39], складу і фізико-механічних властивостей ґрунтів [40] та їх динаміки [41] значно ускладнює розрахункову схему, оскільки з'являється багато додаткових, змінних в часі параметрів, ^{які} що беруться не лише з довідників, але й визначаються експериментально. Перелік самих лише істотних факторів, що визначають корозійну активність ґрунтів, якими є [42] структура та гранулометричний склад, вологість, склад ґрунтового електроліту,

загальна кислотність чи лужність ґрунту, концентрація водневих йонів, повітропроникність, окисно-відновний потенціал, електричний опір ґрунтів, вказує на складність математичного моделювання деформівної системи „труба – ґрунтовий масив” та, відповідно, прогнозування довговічності підземного газопроводу.

Вважається, що поведінка сталі газопроводу в ґрунтах у багатьох відношеннях аналогічна її поведінці при повному зануренні у розчини з відповідним рН. При цьому переважає електрохімічний механізм корозії з утворенням мікрогальванічних елементів [39, 43-45]. Проте на підземному газопроводі, за рахунок неоднорідності металу труби та гетерогенності ґрунту як за фізичними властивостями, так і за хімічним складом, а також різної аерації, виникають ділянки, на яких електродний потенціал помітно відрізняється, що зумовлює утворення макрогальванічних корозійних елементів (рис. 1.5). Ділянки труби з більш негативним потенціалом стають анодними, а ділянки з менш негативним потенціалом – катодними.

Можна констатувати, що особливістю підземної корозії металу газопроводу є прояв її у вигляді пітів та каверн (наскрізних отворів). Тому головною небезпекою становить не корозійна втрата металу, а місцева корозія, яка є основною причиною аварій на газопроводах.

У 1996 р. втрати газу, пов'язані з витіканнями із газопроводів, становили в цілому в Україні 270,4 млн. м³, з яких 85,2 млн. м³ – внаслідок неякісно виконаних зварювальних робіт, 21,6 млн. м³ – внаслідок корозії [5]. Приблизно такий самий рівень втрат спостерігався і в 1997 та 1998 роках. Після проведення реорганізації структури нафтогазового комплексу і створення НАК „Нафтогаз України” почали вживати рішучіших заходів щодо їх скорочення. Так, у 1999 р. вони становили вже 198,4 млн. м³, у 2000 р. – 188,4 млн. м³.

Найбільший вплив цього виду втрат газу на загальні показники спостерігається в західних регіонах України, газопроводи яких є найстарішими, а також у Донбаському регіоні, де значна частина

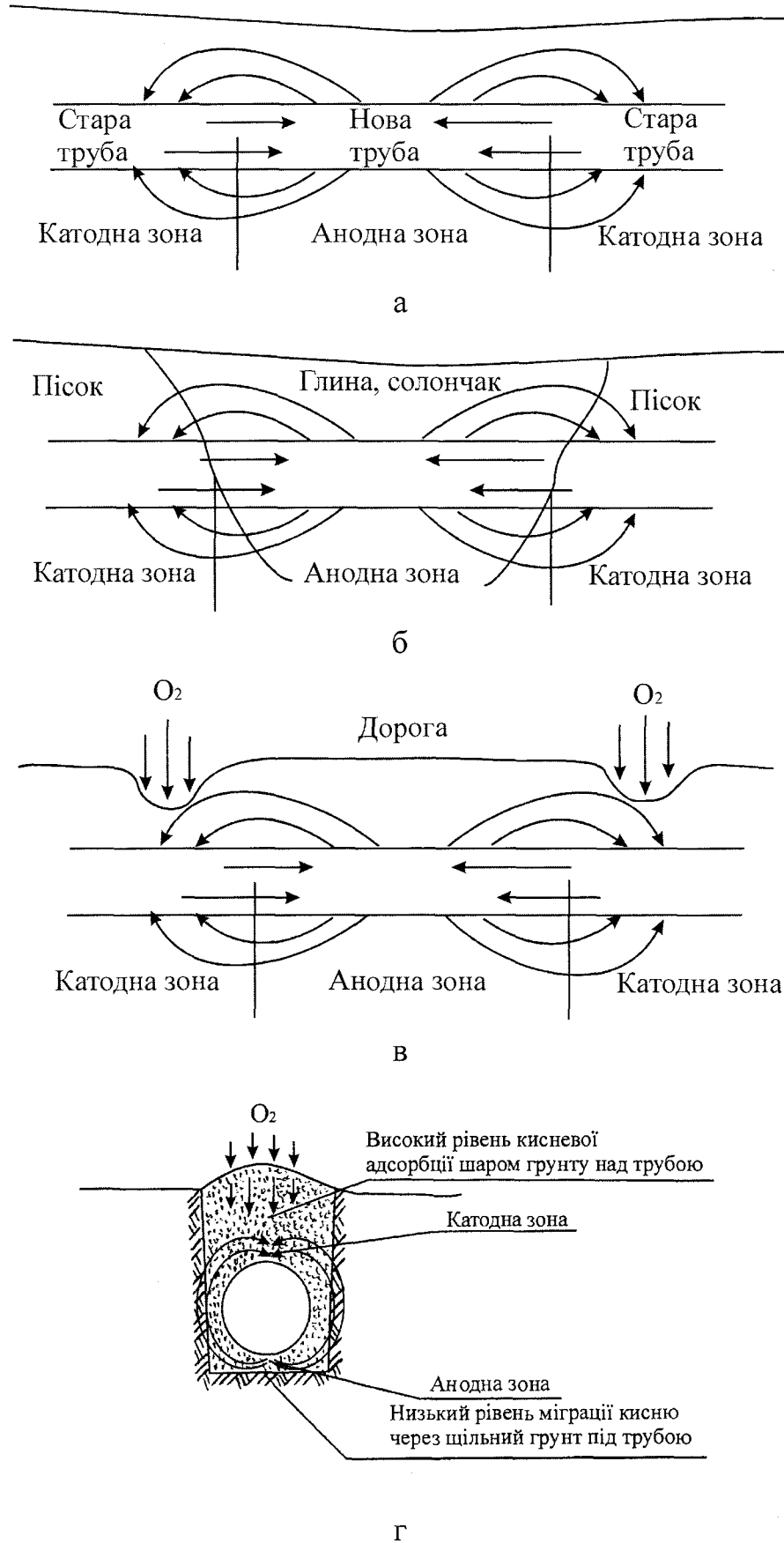


Рис. 1.5. Утворення макрогальванічних корозійних елементів при неоднорідності металу труби (а), гетерогенності ґрунту (б), перетині трубопроводу дорогою (в), різній аерації (г)

газопроводів проходить по територіях гірничих виробок. Так, частка втрат газу у Львівській та Івано-Франківській областях сьогодні становить приблизно одну третину загальних втрат газу в Україні. Показовим у цьому відношенні є той факт, що у Львівській області, де значна кількість газопроводів, термін експлуатації яких перевищує 25 років, втрати газу за 10 місяців 2002 р. порівняно з аналогічним періодом минулого року зменшились майже на 35 %, чому, не в останню чергу, сприяла заміна у 2002 р. 20,5 км аварійно небезпечних ділянок газопроводів. 20,2 км таких ділянок замінено також в Івано-Франківській області, подібні роботи проводились також у Дніпропетровській, Закарпатській, Чернівецькій, Миколаївській, Одеській, Луганській та Херсонській областях.

Капітально відремонтовано 104,3 км газопроводів у Дніпропетровській області, 48 км – у Запорізькій, 13,2 км – у Хмельницькій. Всього в Україні у 2002 р. спеціалістами газових господарств було обстежено на предмет виявлення можливих витікань газу 35,7 тис. км підземних газопроводів.

1.2.2. Комерційні втрати

Розглянемо споживання природного газу окремо промисловістю та населенням (рис. 1.6) [5].

Як видно з графіка, упродовж 1991 -1995 рр. промисловість різко скорочувала споживання газу – з 86,9 до 31,9 млрд. м³, далі цей процес уповільнився і в подальшому настала певна його стабілізація.

Населення ж, навпаки, збільшувало споживання газу, пік якого прийшовся на 1996 р. Це пояснюється зростанням рівня газифікації житлового фонду природним газом, який за цей період зріс з 37,8 до 48,4 %. У подальшому споживання газу почало падати, про причини цього буде сказано нижче.

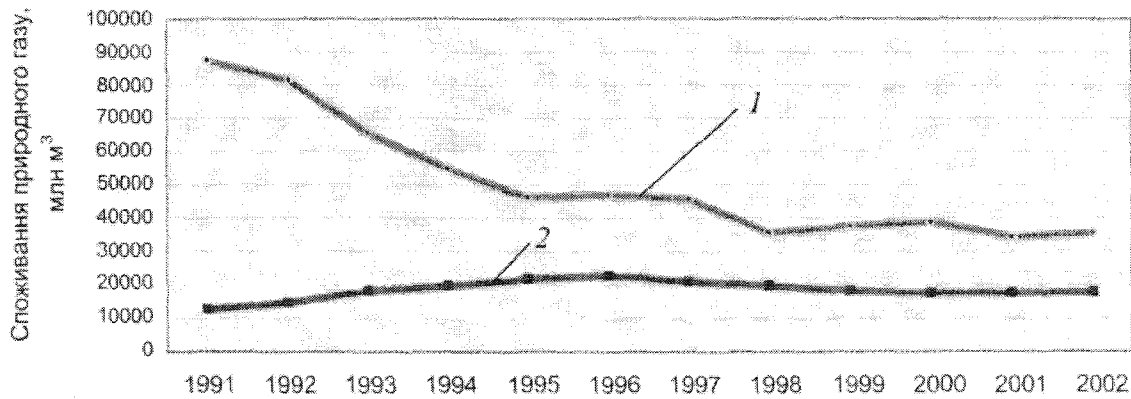


Рис. 1.6. Споживання природного газу промисловістю (1) та населенням (2) України

Населення ж, навпаки, збільшувало споживання газу, пік якого прийшовся на 1996 р. Це пояснюється зростанням рівня газифікації житлового фонду природним газом, який за цей період зріс з 37,8 до 48,4 %. У подальшому споживання газу почало падати, про причини цього буде сказано нижче.

Процеси постачання природного газу, на жаль, супроводжуються його втратами (рис. 1.7) [5].

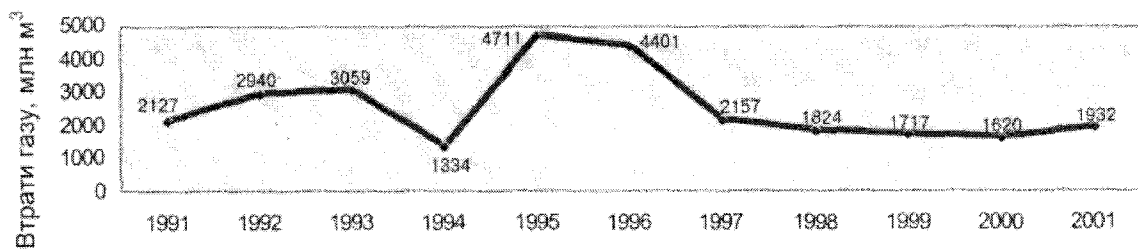


Рис. 1.7. Втрати природного газу під час його постачання промисловістю та населенню

Якщо розглянути динаміку цих втрат та кількісну їх характеристику, то у 1991 р. вони становили 2,12 млрд. м³, а у 2001 р. – 1,93 млрд. м³, тобто в кінцевому результаті залишились приблизно на тому самому рівні. Стрибок втрат у 1995-1996 рр. пояснюється тим, що Постановою Кабінету Міністрів України від 24.03.95 № 219 "Про впорядкування оплати населенням спожитого природного газу" було встановлено норму споживання природного газу у розмірі 5 м³ на 1 м² опалюваної площі замість раніше чинної норми 11 м³ на 1 м². Після скасування у 1996 р. цієї постанови Уряду і

повернення норм споживання до попереднього рівня, втрати газу відразу зменшились.

Проаналізуємо комерційні втрати, тобто різницю між обсягами газу, підрахованими за нормами споживання та фактично використаними населенням. Основними причинами, що сприяють виникненню таких втрат, є:

- використання споживачами газових плит та інших, переважно, саморобних пристроїв для підігрівання води та обігрівання житлових приміщень внаслідок незадовільної роботи підприємств теплоенергетики;
- використання опалювально-варильних печей (ОВП) та кухонних вогнищ за відсутності приладів обліку газу. Найдієвішим засобом запобігання таким втратам є встановлення у споживачів побутових лічильників газу. Про ефективність такого заходу свідчить порівняльна діаграма (рис. 1.3), в якій простежується динаміка споживання природного газу населенням протягом 1996-2001 рр. та кількість встановлених у цей же період побутових газових лічильників.

Для проведення наукового обстеження споживання природного газу населенням та розроблення обґрунтованих рекомендацій щодо оптимізації його нормування НАК „Нафтогаз України” укладено договір з ВАТ „УкрНДІнжпроект”. Результати проведеного інститутом вибіркового обстеження споживання газу населенням, яке має лічильники газу, засвідчили наявність значного діапазону витрат газу та певну невідповідність фактичного використання газу споживачами, у яких відсутні газові лічильники, нормам, затвердженим Постановою Кабінету Міністрів України від 08.06.96 № 619 "Про затвердження норм споживання природного газу населенням у разі відсутності газових лічильників".

У зв'язку з тим, що навіть за наявності лічильників газу значна частина населення (до 40 %) споживає газу більше, ніж це передбачено чинними нормами, можна зробити висновок, що за відсутності лічильників

цей відсоток є ще більшим. Як засвідчили спостереження, в окремих випадках витрата газу перевищує двократний показник відносно нормативу.

Окремо в цьому зв'язку слід розглянути ситуацію з експлуатацією ОВП.

В Україні сьогодні використовується близько 400 тис. ОВП. Вони застосовуються для приготування їжі та підігрівання води, опалення приміщень, сушіння овочів, фруктів тощо, причому тільки половина таких абонентів обчислює споживання газу за допомогою лічильників. Але якщо порівняти фактичне споживання газу цими абонентами з тим, яке могло бути нараховано за нормами, можна спостерігати, що в багатьох випадках фіксується його перевищення. Як приклад наведемо лише декілька результатів вибіркового обстежень, проведених у м. Львові (табл. 1.2) [5].

Таблиця 1.2

Порівняння споживання газу за нормами та фактично (за показами лічильника)

Адреса абонента	За нормами, м ³	Фактично, м ³	Перевищення, %
вул. Чайковського, 16/2а	517	1179	128
вул. Вірменська, 27/1	478	1066	123
вул. Зелена, 56	832	1655	99
вул. Пекарська, 25	457	1144	150
вул. С. Бендери, 83	549	1485	170
вул. Ф. Ліста, 10	152	1659	990

Подібні результати зафіксовано в цілому по Заліщицькому, Збаразькому та Монастириському районах Тернопільської області. І цей перелік можна продовжувати в інших містах та населених пунктах України.

Одночасно слід зазначити, що в деяких регіонах, наприклад, у Донецькій області, нарахування по ОВП взагалі на 100 % проводяться за нормами.

У цьому зв'язку певні надії на зменшення втрат газу за цією категорією покладаються на Постанову Кабінету Міністрів України від 29.10.02 № 1632 „Про внесення змін до норм споживання природного газу населенням у разі відсутності газових лічильників”, якою було внесено зміни до норм споживання природного газу населенням у частині випадків використання ОВП, де передбачено збільшення чинної норми. Але повністю проблему це не вирішить, оскільки компенсовано буде порівняно незначну частку перевитрат.

На зростання втрат природного газу має вплив також і наявність застарілого газового обладнання. Якщо раніше його заміну проводили планово за заявками житлово-експлуатаційних контор, то нині, після проведення приватизаційних процесів житлового фонду, її, практично, припинили. Зважаючи, що термін експлуатації газової плити – 20 років, газової водонагрівальної колонки – 12 років, зрозуміло, що більшість обладнання перейшло граничний термін користування і ефективно працювати вже не може.

~~1.2.3. Втрати через некоректність обліку [5]~~

Втрати газу від неприведення обсягів, зафіксованих побутовими лічильниками, до стандартних умов. Відповідно до чинних нормативів лічильники газу відкориговано на використання при температурі 20 °С та тиску 760 мм рт. ст. Фактично ж лічильники експлуатуються в умовах, відмінних від стандартних.

Для приведення фактичних показів лічильників газу до стандартних умов треба застосовувати поправочні коефіцієнти. За даними Держкоменергозбереження, втрати газу від того, що приведення не здійснюється, становлять близько 150 млн м³ на рік.

Втрати газу від використання побутових роторних лічильників. Ці лічильники мають високий поріг чутливості, незадовільні метрологічні характеристики в діапазоні робочих та мінімальних витрат. Основна маса встановлених лічильників піддається впливу магнітного поля, незначне їх засмічення призводить до зупинки ротора. Похибки виміру у 4-7 разів перевищують допустимі. Це підтверджено дослідженнями, проведеними у ВАТ з газопостачання та газифікації Хмельницької, Львівської, Вінницької та ряду інших областей.

Втрати газу від застосування лічильників такого типу становлять до 100 млн. м³ на рік.

Втрати від застосування промислових лічильників газу класу 1,5-2,5 замість класу 1,0. Об'єм таких втрат, залежно від додаткових чинників, може становити до 150 млн. м³ на рік.

Втрати, пов'язані з несанкціонованим втручанням в роботу лічильників газу, самовільним підключенням споживачів до систем газопостачання тощо. За даними ВАТ з газопостачання та газифікації та висновками комісій, які за дорученням керівництва НАК "Нафтогаз України" здійснювали в регіонах перевірку дотримання дисципліни газоспоживання, втрати газу внаслідок вищезгаданих дій становлять від 10 до 15 % від загальних обсягів споживання.

НАК "Нафтогаз України" постійно проводить широкомасштабні заходи щодо скорочення втрат природного газу, основними з яких є:

1. Розроблення Порядку обчислення розміру відшкодувань збитків, завданих газопостачальним або газотранспортним організаціям внаслідок порушення споживачами Правил надання населенню

послуг з газопостачання. Проект Порядку погоджено з НКРЕ і нині він знаходиться на розгляді у Кабінеті Міністрів України.

2. На стадії затвердження знаходиться Тимчасова методика визначення питомих втрат природного газу при його вимірюванні побутовими лічильниками у разі неприведення обсягу газу до стандартних умов.
3. До структур всіх ВАТ з газопостачання та газифікації введено підрозділ метрологічного контролю, що дає змогу відслідковувати достовірність обсягів газу, що надходить та розподіляється у газових мережах.
4. У м. Боярка Київської області вводиться в дію Східноєвропейський регіональний метрологічний центр, який дасть можливість на належному рівні розробляти методики витрат природного газу випробовувати і калібрувати засоби вимірювальної техніки, визначати їх метрологічні характеристики, координувати роботи з розробки і впровадження нових типів газовимірювальних приладів. Тобто створено унікальну структуру, що дасть можливість вирішити широке коло наукових та прикладних завдань у галузі газовимірювання з використанням досягнень світового досвіду.
5. Постановою Кабінету Міністрів України від 16.05.02 № 620 затверджено Тимчасове положення про порядок проведення розрахунків за надані населенню послуги з газопостачання в умовах використання лічильників природного газу будинкових або для групи будинків.

Тепер у разі відключення центрального опалення або гарячого водопостачання, використання природного газу для обігрівання приміщень та підігрівання води буде фіксуватися лічильниками.

І, нарешті, одним з головних питань є забезпечення утримання газотранспортної системи в технічно надійному стані. Фахівцями Компанії розроблено план капітального ремонту основних засобів систем

газопостачання та споруд на них на 2003 р., яким передбачено виділення значних коштів на заміну аварійно небезпечних ділянок газопроводів, проведення капітальних ремонтів обладнання електрохімічного захисту, газорозподільних пунктів тощо.

Якщо підсумувати вищенаведене, то, на нашу думку, комплекс згаданих заходів дасть можливість звести до мінімуму втрати природного газу, що, в свою чергу, приведе до економії значних коштів, які згодом можна буде спрямувати на підтримку належного функціонування газового господарства.

1.3 Стан та перспективи виробництва та реалізації скрапленого газу в Україні [7]

В Україні скрапленим газом (пропан-бутанова суміш) користується близько половини її населення. Побутове обладнання, що використовує скраплений газ, встановлено у 6,1 млн. квартир та житлових помешкань. Крім того, скраплений газ застосовується як моторне паливо для автотранспорту та промисловими підприємствами для виробничих потреб.

В Україні у сфері виробництва скрапленого газу задіяно сім газопереробних заводів та підприємств, що знаходяться в структурі НАК "Нафтогаз України", та шість нафтопереробних заводів, які є самостійними акціонерними товариствами.

Слід зазначити, що в перші роки після здобуття Україною незалежності рівень завантаженості сировиною вітчизняних нафто- і газопереробних заводів, які займались й виробництвом скрапленого газу, почав стрімко падати, що, в першу чергу, пояснюється порушенням раніше діючих економічних взаємовідносин з постачальниками вуглеводневої

сировини з колишніх республік СРСР. Власних ресурсів нафти, газу та газового конденсату було недостатньо для повного використання потужностей переробних заводів.

Однак, починаючи з середини 90-х років, і особливо останніми роками, завдяки лібералізації експортно-імпортової політики щодо поставок сирової нафти, виробництво скрапленого газу в Україні почало зростати і у 2002 р. досягло 626,7 тис. т (рис. 1.8).

На зростання обсягів виробництва скрапленого газу значно вплинула й правильно обрана НАК „Нафтогаз України” та, зокрема, її дочірньою компанією „Укргазвидобування” інвестиційна політика щодо залучення коштів у розвиток виробничої бази нафтогазопереробного комплексу. Яскравим прикладом цьому було введення в дію у 2001 р. Яблунівського газопереробного заводу (Полтавська обл.) з виробничою потужністю до 108 тис. м³ скрапленого газу на рік.

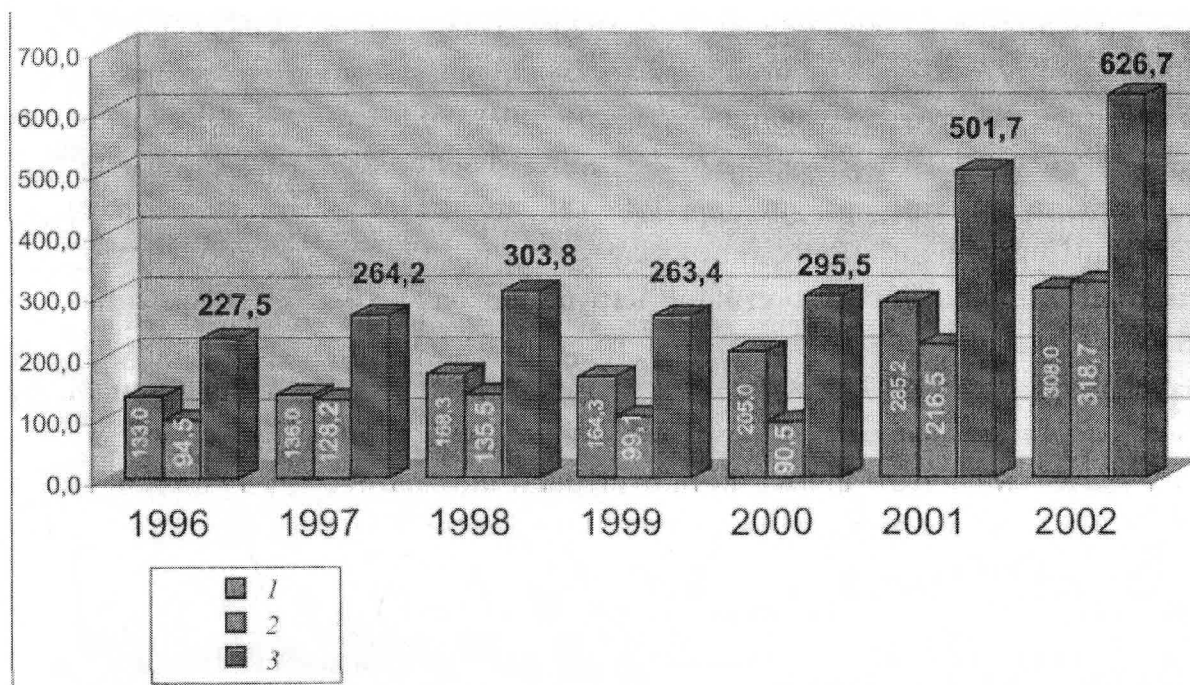


Рис. 1.8. Виробництво скрапленого газу в Україні протягом 1996-2002 рр., тис. т: 1 – підприємства НАК „Нафтогаз України”; 2 – інші нафтопереробні заводи, 3 – всього по Україні.

Постачання скрапленого газу споживачам, враховуючи специфіку цього енергоносія і необхідність дотримання встановлених норм безпеки

під час операцій з ним, здійснюється спеціальними підрозділами відкритих акціонерних товариств з газопостачання та газифікації (облгазів).

У цілому інфраструктура системи постачання скрапленого газу облгазів складається із: 43 газонаповнювальних станцій (ГНС), загальною потужністю понад 800 тис. т на рік; 340 газонаповнювальних пунктів (ГНП); близько 2,6 тис. групових резервуарних установок (ГРУ); близько 6 млн. газобалонних установок (ГБУ).

Для транспортування скрапленого газу нині використовуються 875 автомобільних цистерн (АЦСГ) та 2120 автомобілів для перевезення балонів.

Всього у сфері постачання скрапленого газу в Україні задіяно близько 10 тис. працівників.

Проте, починаючи з 1990 р., коли реалізація скрапленого газу досягла 1064 тис. т, її обсяги почали невпинно падати (рис. 1.9).

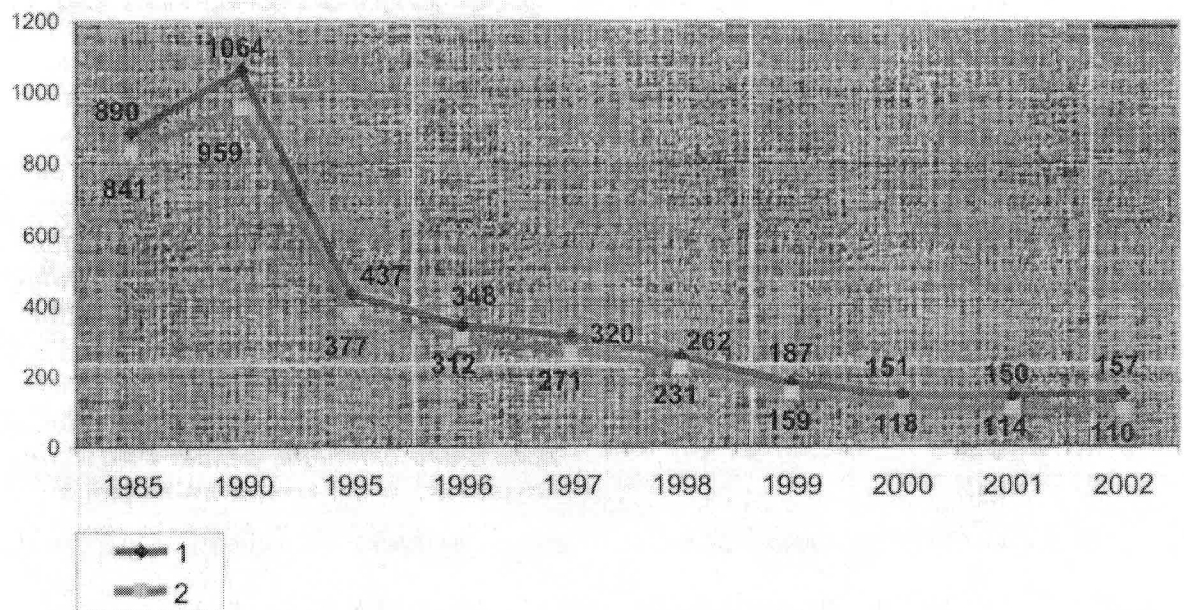


Рис. 1.9. Обсяги реалізації скрапленого газу (ВАТ з газопостачання та газифікації) у 1985-2002 рр., тис. т: 1 – загальний обсяг; 2 – реалізовано населенню.

Основним першоджерелом зменшення споживання скрапленого газу були, насамперед, інфляційні процеси, які торкнулись всіх гілок національної економіки і одним з наслідків яких стала низька купівельна

спроможність населення. Крім того, відчутно вплинуло й припинення державного дотування операцій з постачання скрапленого газу.

З метою соціального захисту споживачів 22.05.99 прийнято Постанову Кабінету Міністрів України № 878 "Про ціни на скраплений газ для побутових потреб населення", якою встановлено граничний рівень роздрібною ціни на скраплений газ для побутових потреб усіх категорій населення, що відпускався відкритими акціонерними товариствами з газопостачання та газифікації в розмірі 10 грн. за 1 балон місткістю 50 л (21 кг скрапленого газу).

Проте, як згодом показав досвід роботи, такий метод вирішення проблеми важким тягарем ліг на плечі НАК „Нафтогаз України”, адже реалізація газу за ціною, нижчою за собівартість, призводила до значної збитковості цих послуг. За період, протягом якого діяла вищенаведена постанова Уряду, фінансові затрати Компанії на компенсацію збитків облгазів перевищили 30 млн. грн. Як наслідок, відповідно зменшились відрахування до прибуткової частини державного бюджету. Тому наступним кроком у вирішенні цього питання було прийняття у квітні 2000 р. урядового рішення про запровадження спеціалізованих аукціонів з продажу скрапленого газу для потреб населення, тобто механізми **купівлі-продажу** скрапленого газу почали спиратися на ринкові важелі. Покупцями газу на таких аукціонах є спеціалізовані підприємства – ВАТ з газопостачання та газифікації. Слід визнати, що й тут не все просто. Відчутного приросту обсягів купівлі населенням скрапленого газу не спостерігається. Звичайно, основним чинником знову ж таки є ціна 1 балона газу, яка у 2002 р. в середньому по Україні становила 41 грн. Для пересічної сім'ї, особливо у сільській місцевості, це все-таки дорого. Чому ж вона тримається на такому рівні? Мабуть, по-перше, через те, що проміжною ланкою в процесі реалізації газу, користуючись відсутністю достатніх обігових коштів у облгазів, досить часто як посередники виступають комерційні структури, адже не викуплені на спеціалізованих

аукціонах обсяги скрапленого газу передаються для торгів на комерційні аукціони і в результаті придбаний на них газ структури продають облгазам „під реалізацію”. Звичайно, за таких умов ціна газу деякою мірою зростатиме (табл. 1.3).

Таблиця 1.3

Середні оптові закупівельні ціни на скраплений газ на спеціалізованих аукціонах та роздрібні ціни реалізації у 2001 – 2002 рр.

Місяць	Аукціон, грн. за 1 т	Реалізація, грн. за 1 т	Середня ціна 1 балона газу 50 л (21 кг), грн.
1	2	3	4
2001 р.			
Січень	1225	2036	42,8
Лютий	1242	2054	43,1
Березень	1148	2034	42,7
Квітень	1146	1999	42,0
Травень	1046	1978	41,5
Червень	947	1946	40,9
Липень	930	1931	40,6
Серпень	973	1922	40,4
Вересень	972	1921	40,3
Жовтень	956	1910	40,1
Листопад	950	1914	40,2
Грудень	931	1900	39,9
2002 р.			
Січень	856	1892	39,7
Лютий	853	1882	39,5
Березень	710	1852	38,9
Квітень	700	1842	38,7
Травень	700	1802	37,8

продовження таблиці 1.3

1	2	3	4
Червень	941	1890	39,7
Липень	1030	1981	41,6
Серпень	1311	1922,	40,4
Вересень	1328	1921	40,3
Жовтень	1160	2109	44,3
Листопад	1203	2116	44,4
Грудень	1280	2125	44,6

Крім того, досить вагомо впливати на рівень внутрішніх цін на скраплений газ могла б й більш виважена митна політика держави, яка б змусила продавців скрапленого газу отримувати прибуток не тільки за рахунок продажу скрапленого газу на експорт, а й за рахунок поживлення попиту на нього всередині держави, зумовленого зниженням цін.

Не можна оминати увагою й зростаючу активність комерційних структур у реалізації скрапленого газу споживачам. Певне занепокоєння викликає те, що згадані структури, на противагу службам облгазів, які мають у своєму розпорядженні навчений і досвідчений персонал, необхідну інфраструктуру, мережу аварійно-диспетчерських служб, систему оперативного телефонного зв'язку тощо, дуже часто не виконують елементарних правил безпеки під час роботи з такою пожежо- та вибухонебезпечною речовиною, якою є скраплений газ. При цьому, як вже зазначалося, кількість таких приватних структур є досить відчутною. Так, наприклад, в Дніпропетровській області їх налічується 23, тільки у двох районах Миколаївської області – Первомайському та Врадіївському – 13, а в Тячівському районі Закарпатської області – 29. Подібне спостерігається в усіх регіонах України.

При цьому необхідно зазначити, що останнім часом збільшилась кількість нещасних випадків під час використання населенням скрапленого газу. Переважно це пов'язано з тим, що деякі комерційні

структури реалізують населенню скраплений газ, не маючи на це ні дозволу Держнаглядохоронпраці, ні відповідного обладнання і не несуть ніякої відповідальності за експлуатацію газових балонів. Так, наприклад, у м. Підгородне Дніпропетровської області стався вибух газу, в результаті якого будинок зруйновано, а його власник загинув. ГБУ було не зареєстровано, заправку балона здійснено з газовоза-заправника. У с. Партизанське тієї ж області через несправність незареєстрованої ГБУ виникла пожежа, будинок згорів, заправку балона знову ж таки було здійснено з комерційного заправника. У м. Дніпропетровську у своїй квартирі в результаті вибуху балона газу, придбаного з невідомої машини, загинув господар. У м. Миронівка Київській області внаслідок вибуху незареєстрованої ГБУ згоріла пересувна торговельна точка, а продавець отримала опіки дихальних шляхів та деяких частин тіла. У Сакському районі АР Крим постраждали три особи внаслідок самовільної заміни балона, придбаного у приватної особи. Від вибуху незареєстрованого балона газу у с. Задубрівка Застанівського району Чернівецької області одна людина загинула, а одна отримала тяжкі опіки. Подібні приклади можна наводити і далі.

Слід зазначити, що до цього часу в Україні не існувало єдиного нормативного документа, який би регламентував діяльність учасників ринку скрапленого газу. Тому, вагомою підмогою в цьому питанні має стати підготовлений фахівцями НАК „Нафтогаз України” Порядок надання послуг з постачання та роздрібною торгівлі скрапленим газом для побутових потреб населення та інших споживачів України, проект якого надіслано для розгляду та надання пропозицій до зацікавлених міністерств та відомств і має бути затверджено відповідною постановою Уряду.

1.4 Постановка задачі дослідження

Представлений літературний огляд з докладним аналізом системи функціонування ринку природного газу України, всебічним вивченням причин втрат газу на основі проведених автором наукових обстежень та прогнозуванням виробництва і реалізації скрапленого газу вказує, з одного боку, на швидкий розвиток газової промисловості та розширення газотранспортної системи, а з іншого – на актуальність комплексної проблеми забезпечення безперебійності та надійності постачання газу різним категоріям споживачів з мінімальними втратами і підвищення ефективності використання енергоресурсів.

Особливої уваги в науковому та прикладному плані заслуговують такі перспективні напрямки пошуку:

- розробка ефективної методології розрахунків витрат на енергоресурси, побудованої на принципі достовірності виміру фактичних витрат;
- вирішення проблеми забезпечення потреб національної економіки в енергоресурсах неекстенсивними методами та стимулювання вітчизняного виробника до їх економного використання;
- удосконалення механізму газозабезпечення в умовах функціонування ринку природного газу в Україні на конкурентних засадах;
- розробка комплексу заходів та засобів, спрямованих на мінімізацію втрат природного газу;
- удосконалення виробництва та інфраструктури постачання скрапленого газу в Україні;
- розробка та удосконалення способів обліку витрат газу і засобів для безперервного автоматичного вимірювання і обчислення витрат та об'єму газу;

- дослідження умов роботи та встановлення причин розгерметизації газопроводів, а також розробка методів удосконалення їх антикорозійного захисту.

Все це і визначило постановку даного дослідження з такими основними задачами:

1. Розробка ефективної методики дослідження корозійних процесів на підземних ділянках газопроводів та створення комп'ютеризованої установки для корозійно-механічних випробовувань.
2. Розробка методики дослідження впливу температури навколишнього та робочого середовищ на покази побутових лічильників газу.
3. Дослідження деформівної системи „труба – ґрунтовий масив” методами механіки підземних споруд та механіки корозійного руйнування з метою оцінки стабільності фізико-механічних властивостей матеріалу газопроводу в процесі експлуатації і виявлення причин розгерметизації.
4. Удосконалення способу обліку витрат природного газу, який протікає по одному газопроводу, шляхом розширення діапазону вимірювань із забезпеченням вимог достатності нижньої і верхньої границь вимірювань.
5. Теоретичні та експериментальні дослідження процесів теплообміну робочого і навколишнього середовищ при обліку газу та розробка номограм для визначення поправочних температурних коефіцієнтів до обсягів споживання газу.
6. Експериментальне обґрунтування доцільності використання лічильників газу в трубопроводах низького та середнього тиску.

РОЗДІЛ 2

МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ

2.1. Вибір матеріалу труб та розробка методики корозійно-механічних випробовувань

Об'єктом досліджень вибрано електрозварні прямошовні труби зі сталі 10 з товщиною стінки 6 мм, які використовуються для будівництва підземних газопроводів [46].

Аналіз сучасних методів дослідження корозії під напруженням показує [47-56], що для створення напружень в зразку використовується два методи: прикладання до зразка постійного навантаження та надання зразку постійної деформації (згин). Отримав також поширення метод прискорених випробовувань з повільним неперервним збільшенням навантаження [47, 57].

Створення напружень розтягу шляхом прикладання постійного навантаження здійснюється переважно на установках важільного типу (рис. 2.1) [57]. Незалежно від конструкції установки та форми зразка робоче напруження легко встановити, виходячи з поперечного перерізу зразка та ефективного зусилля безпосередньо на захватах установки. В процесі експерименту напруження в зразку зростають в результаті зменшення його робочого перерізу через розвиток тріщин та загальну корозію металу.

При випробовуваннях зразків трубних сталей з постійною деформацією найпоширенішими є схеми триточкового та чотириточкового навантаження (рис. 2.2). Найбільший прогин в точці прикладання навантаження Р (рис. 2.2, а) складає

$$\delta = \frac{Pl^3}{48EI} = \frac{\sigma_{\max} l^2}{6Eh},$$

де E – модуль Юнга,

σ_{\max} – нормальні напруження в крайньому волокні,

h – товщина зразка,

l – відстань між опорами.

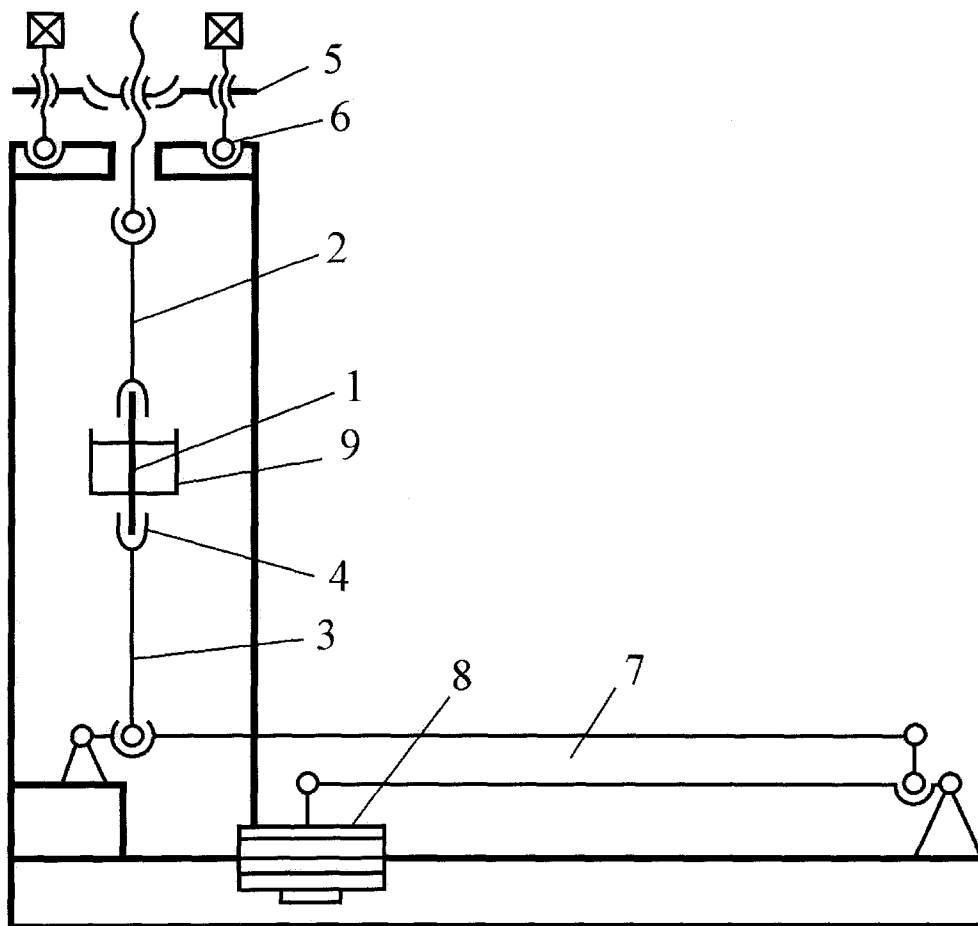


Рис. 2.1. Кінематична схема установки ДП-40:

1 – зразок; 2, 3 – тяги; 4 – захвати; 5 – підйомна плита; 6 – натяжні гвинти; 7 – важелі; 8 – вантажі; 9 – ванна.

Найбільший прогин посередині між точками прикладання навантаження при чотириточковому згині відносно лінії опор знаходять з виразу

$$\delta = \frac{Pa(3l^2 - 4a^2)}{28EI} = \frac{\sigma_{\max} (3l^2 - 4a^2)}{7Eh},$$

де a – відстань від опори до точки прикладання сили.

На відміну від триточкового, при чотириточковому згині, внаслідок того, що між точками прикладання навантаження $M = \text{const}$, створюються умови, при яких отримані результати випробовувань правильно характеризують матеріал і не залежать від можливих неоднорідностей зразка (зокрема структурних) в області максимального згинального моменту.

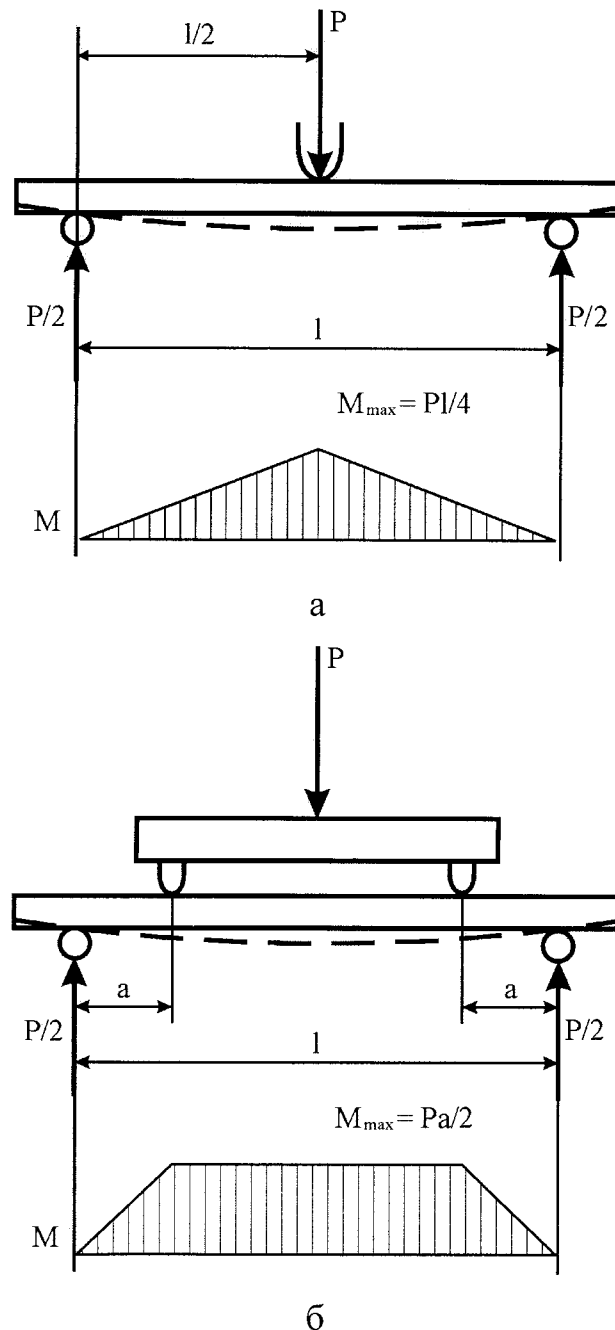


Рис. 2.2. Схеми випробовування з епюрами моментів M при триточковому (а) та чотириточковому (б) згині

При випробовуваннях з постійною деформацією в корозійно-активних середовищах відбувається закономірне зменшення робочого перерізу зразка i , відповідно, діючих напружень. У випадку нерівномірної корозії з утворенням пітів розрахунок напруженого стану значно ускладнюється [58-60].

Для дослідження корозійних процесів під напруженням нами розроблено комп'ютеризовану установку КН-1 (рис. 2.3) [4], створену на базі установки МВ-1К [61-63]. Випробовування зразків з матеріалу труб газопроводів на повітрі та в рідких робочих середовищах проводили в режимі статичного та повторно-статичного навантаження чистим згином з автоматичною реєстрацією прогину зразка та зміни електродного потенціалу за допомогою ЕОМ, використовуючи 24-бітне аналого-цифрове перетворення.

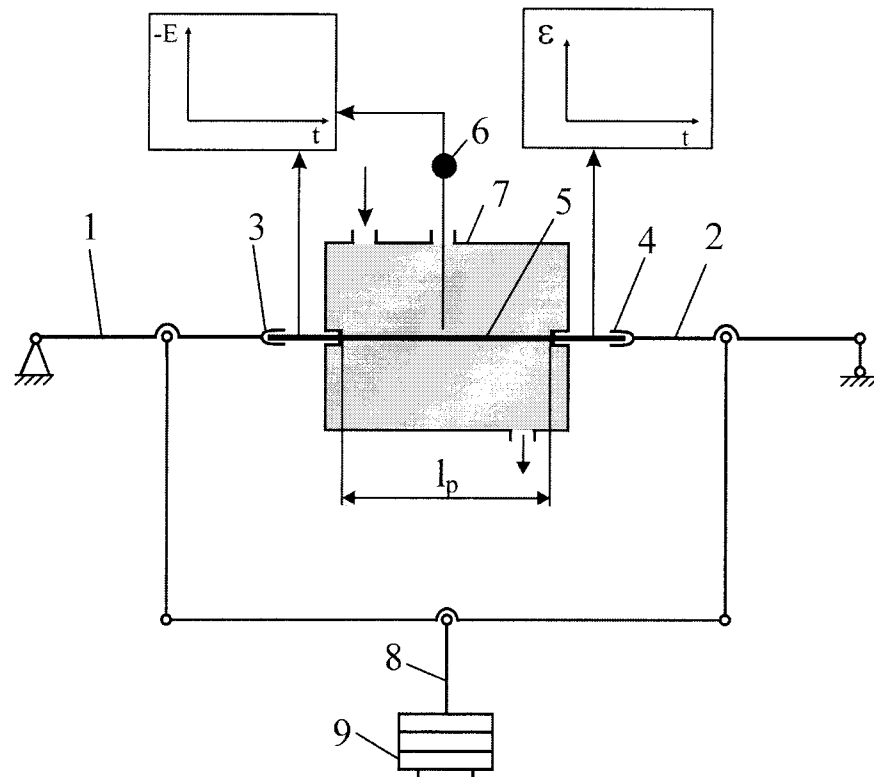


Рис. 2.3. Схема установки КН-1

1, 2 – поворотні плити, 3, 4 – затискачі, 5 – експериментальний зразок, 6 – хлорсрібний електрод порівняння, 7 – знімна робоча камера, 8 – тяга, 9 – змінні вантажі.

Розроблено оригінальне програмне забезпечення, яке дозволяє, крім стандартних можливостей запису вимірюваних величин у файл та одночасної побудови графічних залежностей в режимі реального часу, регулювати частоту вимірів в залежності від швидкості зміни вимірюваного параметра. Це дозволяє якісно відстежити швидкоплинні процеси і, одночасно, не засмічувати вихідний файл записом великої кількості значень.

Використовували плоскі зразки (рис. 2.4), виготовлені за розробленою в ІФНТУНГ технологією [62] з матеріалу різних ділянок лінійної частини газопроводу. Така технологія забезпечує високу точність та задану шорсткість робочих поверхонь при використанні механообробки із запрограмованою зміною подачі. Конструкція установки дозволяє змінювати довжину робочої частини зразка l_p в межах 20...50 мм та співвідношення ширини B і товщини b від 1 до 10.

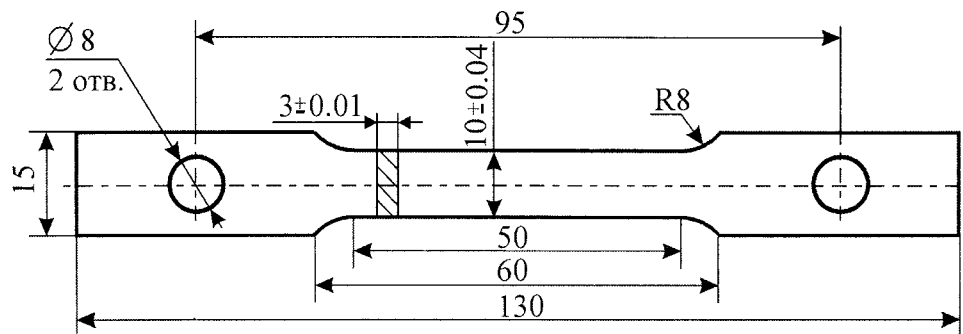


Рис. 2.4. Зразок для випробовувань на установці КН-1.

В процесі статичного навантаження та повзучості неперервно реєструється параметр, за яким можна визначити стрілу прогину зразка δ . Параметри δ , довжина робочої частини l_p та мінімальний радіус кривизни зразка ρ_{\min} зв'язані співвідношенням

$$\rho_{\min} = \frac{l_p^2}{8\delta} + \frac{\delta}{2}.$$

Відносну деформацію крайнього волокна визначали за формулою

$$\varepsilon = \frac{1}{\frac{2\rho_{\min}}{b} + 1},$$

де b – товщина зразка.

Умовну границю текучості при ступінчастому навантаженні чистим згином визначали за способом [64], який полягає в тому, що спочатку за експериментальними точками будують діаграму згину, потім визначають кут нахилу ділянки пружної деформації OA (рис. 2.5) $\alpha = \arctg E$, де E – модуль Юнга матеріалу. Далі, з точки O проводять пряму під кутом $\alpha_1 = \arctg E_1$. Величину E_1 задаємо, а саме $\frac{E - E_1}{E} \cdot 100\% = 0,2\%$, або $E_1 = 0,998 E$.

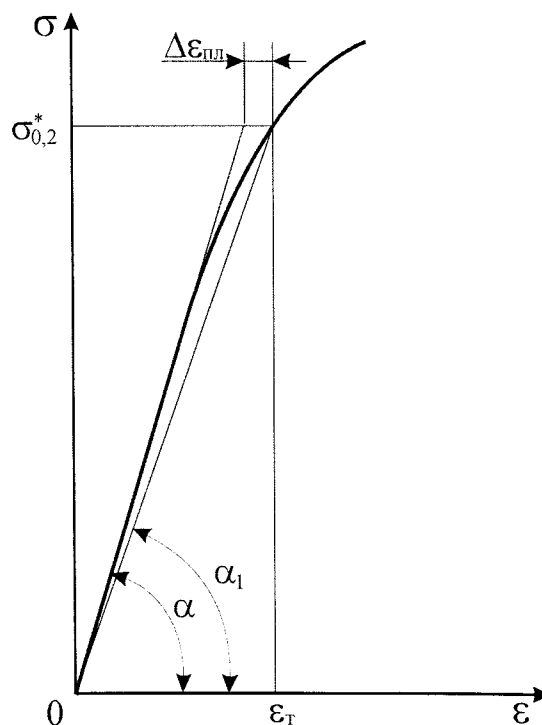


Рис. 2.5. Визначення умовної границі текучості $\sigma_{0,2}^*$

Тоді пластична деформація

$$\Delta\varepsilon_{\text{пл}} = \varepsilon_T \cdot 0,002,$$

де ε_T – відносна деформація, що відповідає умовній границі текучості при чистому згині $\sigma_{0,2}^*$.

Параметри $\Delta\varepsilon_{\text{пл}}$, $\sigma_{0,2}^*$ та E взаємозв'язані:

$$\Delta\varepsilon_{\text{пл}} = \frac{0.002 \cdot \sigma_{0,2}^*}{0,998E}.$$

Для прогнозування корозійної поведінки трубопроводів необхідний комплексний аналіз внутрішніх і зовнішніх факторів, що характеризують швидкість корозії матеріалу труб в експлуатаційному середовищі.

Основним показником швидкості корозійного руйнування як при частковій, так і при рівномірній корозії є глибина проникнення. В обох випадках глибина корозійного руйнування вимірюється в міліметрах за рік незалежно від виду металу чи сплаву. Для відносної характеристики корозійної поведінки металів розроблена шкала корозійної стійкості (ГОСТ 13819-68).

При рівномірній корозії за допомогою глибини корозійного проникнення (КП, мм/рік) втрату маси матеріалу (ВМ) визначають за формулою

$$ВМ = \frac{КП\gamma}{8,76}, \text{ г/м}^2 \cdot \text{год}$$

де γ – питома вага (г/см³);

8,76 – перевідний коефіцієнт.

Співставлення величини максимального корозійного руйнування, знайденого за глибиною найбільших каверн (мм), з величиною середнього корозійного руйнування, обрахованою за втратою маси (г/м²·год), дозволяє оцінити ступінь нерівномірності корозії. Цей факт необхідно враховувати при визначенні ресурсу роботи трубопроводів, оскільки нерівномірна корозія призводить до різкого зниження їх стійкості через зміну механічних властивостей протягом часу [4].

Візуальне спостереження дозволяє фіксувати зміни зовнішнього вигляду поверхні матеріалу труб; при цьому відмічають час початку появи продуктів корозії, їх розподіл по поверхні металу, колір, адгезію та інші характеристики. Зміни в розподілі продуктів корозії найчастіше реєструють шляхом послідовного фотографування.

Візуальне спостереження в багатьох випадках доповнюють результатами зміни глибини корозійного руйнування, особливо при нерівномірній корозії. Виміри проводять за допомогою глибиномірів з індикаторами годинникового типу або інших аналогічних приладів, визначаючи глибину п'яти-шести найглибших виразок. Співставляючи показник глибини з корозійною стійкістю, можна визначити стійкість металу по десятибальній шкалі.

Візуальне спостереження проводять і за агресивним середовищем. Якщо воно нерухоме, то можна визначити зону поширення продуктів корозії. В електроліти вводять спеціальні реагенти, які дозволяють спостерігати за розподілом катодних і анодних ділянок по поверхні металу. До таких реагентів відносять $K_3[Fe(CN)_6] \cdot 2H_2O$, з допомогою якого можна фіксувати анодні ділянки по синьому забарвленню розчину, і фенолфталеїн, що забарвлюється в рожевий колір під дією лужної реакції на катодних ділянках металічної поверхні. Застосування цих реагентів дозволяє спостерігати за появою на поверхні металу корозійних мікрогальванічних елементів.

При оцінці корозійної стійкості найбільш поширений гравіметричний метод [53]. Він застосовується в двох варіантах: визначення збільшення маси зразка в результаті утворення продуктів корозії на його поверхні і визначення втрат маси після видалення продуктів корозії. Другий варіант є більш поширеним завдяки своїй універсальності.

Швидкість корозії визначають за формулою

$$V_{\text{ВМ}} = \frac{n(m_1 - m_0)}{St} \text{ г/м}^2 \cdot \text{год}$$

де m_0 – початкова маса зразка, г;

m_1 – маса зразка з продуктами корозії, г;

S – площа зразка, м^2 ;

t – час дослід, год;

n – коефіцієнт, який залежить від складу продуктів корозії.

Ця формула справедлива тільки в тих випадках, коли відомий хімічний склад продуктів корозії, що встановлюється хімічним або рентгенографічним аналізом. Остання умова являється суттєвим недоліком першого варіанту гравіметричного методу; він застосовується в основному для дослідження газової корозії, при якій на поверхні металу утворюється лише негідратований оксид, так як при високій температурі не може утворитися шар вологи.

При використанні другого варіанту гравіметричного методу нерозчинні продукти корозії видаляються різними складами, що взаємодіють не з основним металом, а лише з продуктами корозії. Паралельно з цим роблять і так звану “сліпу” пробу, тобто обробляють неекспоновані зразки, щоб отримати дані про розчинення основного металу.

Попередня підготовка експериментальних зразків включає в себе їх механічне очищення за допомогою дрібнодисперсного абразиву, знежирення органічним розчинником (ацетон, толуол чи бензол) та зважування на аналітичній вазі. Зразки поміщають у склянки з розчинами, які моделюють агресивне середовище, так, щоб над поверхнею рідини виступало близько 10 % їх поверхні, та закріплюють у тримачі. По закінченні дослід зразки виймають з розчинів, швидко вимірюють розміри поверхні, що була занурена в агресивне середовище, вологою олівцевою гумкою знімають з їх поверхні нерозчинні продукти корозії.

Після промивання дистильованою водою та ретельного висушування фільтрувальним папером зразки знову зважують на аналітичній вазі.

Швидкість корозії за другим варіантом гравіметричного методу визначають за формулою

$$V_{\text{вм}} = \frac{(m_0 - m_2)}{S t} \text{ г/м}^2 \cdot \text{год} \quad (2.1)$$

де m_2 – маса зразка після видалення продуктів корозії.

В цьому випадку хімічний склад продуктів корозії не має значення для розрахунку результатів.

Зразки, що призначені до гравіметричного вимірювання, можуть мати різноманітну форму, але для одержання швидких та точних результатів необхідно, щоб вони володіли максимальною площею для дослідів при мінімальній масі, що пов'язано з роздільною властивістю аналітичної ваги. Втрата маси по величині повинна бути на один порядок вище роздільної здатності ваги, тобто зразки повинні бути якомога тоншими. Шорсткість поверхні зразків повинна бути однаковою, оскільки у зразків з різною шорсткістю реальна площа, на відміну від геометричної, може значно відрізнятись, що призводить до похибок в розрахунках.

Випробовування проводили на повітрі та в хлоридній кислоті з концентрацією 0,1...0,001 М, що дозволило прискорити дослідження кінетики корозійних процесів в кислому середовищі.

Для оцінки швидкості корозії використовували рекомендований для низьковуглецевих сталей гравіметричний метод. Оскільки нерозчинних продуктів корозії при випробовуваннях не утворювалося, розрахунки проводили за втратою маси зразка, використовуючи формулу (2.1).

Зважування проводили на демпферній аналітичній вазі з точністю вимірювання 0,00005 г.

При вимірюванні потенціалів використовували хлорсрібний електрод порівняння.

2.2. Методика дослідження достовірності і точності обліку газу

2.2.1. Методика дослідження впливу температури навколишнього та робочого середовищ на покази побутових лічильників газу

При розробці даної методики використано науково-технічну інформацію з [65-72].

Експериментальні дослідження проводили при атмосферному тиску від 84 до 106,7 кПа. В якості робочого середовища використовували повітря. Температура робочого середовища і довкілля складала $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$. Відносна вологість довкілля коливалася від 30 до 80%. Під час випробовувань забезпечували відсутність вібрації, тряски, ударів, які могли б вплинути на роботу лічильника та установки.

При проведенні досліджень використовували засоби вимірювальної техніки та обладнання (засоби досліджень), перелік яких наведений в табл. 2.1.

Всі засоби досліджень були попередньо калібровані, повірені або атестовані.

Перед початком випробовувань усі засоби досліджень було підготовано до роботи згідно ЕД, яка на них поширюється. Схему експерименту наведено на рис. 2.6.

Таблиця 2.1

Засоби досліджень

Найменування	Основні технічні характеристики
Лічильники газу побутові мембранні типорозмірів G1,6; G2,5 та G4 та роторні типорозмірів G4 та G6	Діапазон витрат 0,025... 10 м ³ /год, допустимі границі відносної похибки: - в діапазоні витрат $Q_{\min} \leq Q \leq 0,1Q_{\max}$ - $\pm 3\%$ - в діапазоні витрат $0,1Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$ - $\pm 1,5\%$ або - в діапазоні витрат $Q_{\min} \leq Q \leq 2 Q_{\min}$ - $\pm 3\%$ - в діапазоні витрат $2 Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$ - $\pm 2\%$
Мікроманометри рідинні	Границі допустимої зведеної похибки $\pm 1\%$.
Камери холоду та тепла (КХТ)	Діапазон відтворюваних температур - 40...50 °С, відхилення температури $\pm 3\text{ °С}$
Теплообмінник	Нестандартний, забезпечення охолодження та нагріву повітря від температури оточуючого середовища до однієї з температур в діапазоні - 40...50 °С
Термометри скляні ртутні ТЛ-4	Діапазон вимірювань температур - 40...50 °С, ціна поділки не більше 0,1 °С.
Пристрій створення об'ємної витрати повітря	Діапазон витрат в межах від Q_{\min} до Q_{\max}
Барометр - anerоїд	Діапазон вимірювань 81...108 кПа, похибка не більше ± 500 Па.
Секундомір однострілочний	Ціна поділки не більше 0,2 с.
Ротаметри	Діапазон вимірювань витрат від 0,025...10 м ³ /год, клас точності не нижче 4.

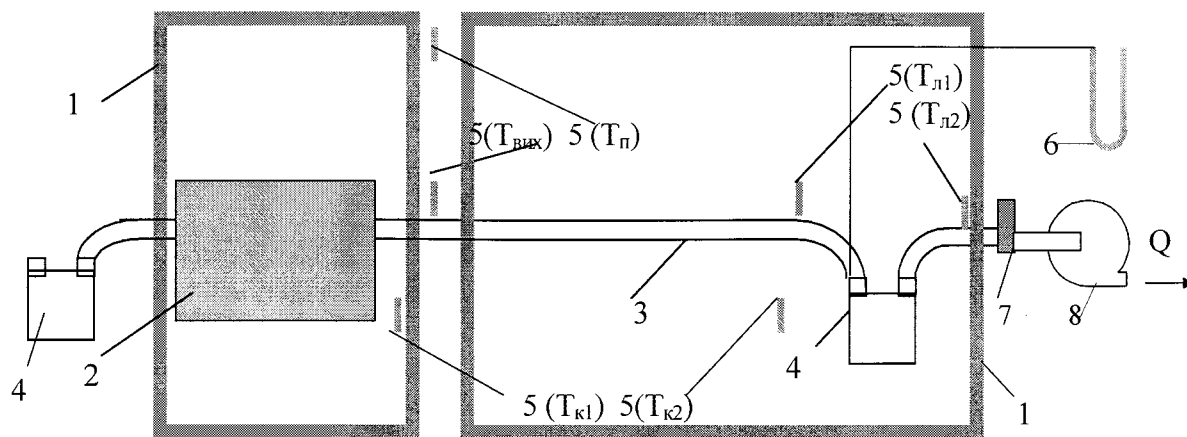


Рис. 2.6. Схема установки для визначення коефіцієнту теплопередачі
 1- КХТ; 2 – теплообмінник; 3 - труба $DN=25$ $L=3$ м; 4 – лічильники;
 5 – термометри; 6 – мікроманометр; 7 – ротаметр; 8 - пристрій створення витрати.

Перевірку герметичності системи “вхід в перший лічильник - вихід з другого лічильника” проводили герметизацією входу першого лічильника та створенням максимально допустимого розрідження в системі протягом 10-15 хвилин. При цьому спостерігали за зміною розрідження в системі та за показами другого лічильника. Систему вважали герметичною, якщо протягом останніх 5 хвилин покази другого лічильника не змінилися більш ніж на $0,2 \text{ дм}^3$.

Експериментальні дослідження зміни температури на вході в другий лічильник та на виході з нього залежно від температури на виході з першої КХТ проводили наступним чином:

- на вхід системи та у другу камеру встановлювали однотипні (мембранні або роторні) та однакового типорозміру (G2,5; G4 або G6) лічильники і перевіряли систему на герметичність;
- створювали в першій камері одне із значень температури, що наведено в першому стовпчику таблиці ($T_{к13}$) – наприклад - $40 \text{ }^\circ\text{C}$, у другій камері – одне із значень температури, що наведено в другому стовпчику таблиці ($T_{к23}$) - наприклад $20 \text{ }^\circ\text{C}$ (див. дод. В);

- після стабілізації температур в камерах пристроєм створення витрати (далі –пристрій) створювали одну із витрат, значення якої наведено в третьому стовпчику таблиці (Q) - наприклад 0,03 м³/год, при цьому пропускали через лічильник об'єм повітря, значення якого не менше наведеного в четвертому стовпчику таблиці (V), наприклад 20 дм³ (див. дод. В);
- після 10-15 хвилин пропускання повітря через систему, виключали пристрій та знімали покази обох лічильників і знову включали пристрій. В процесі пропускання повітря проводили вимірювання та запис в протокол довільної форми наступних параметрів:
 - фактичного значення витрати Q;
 - температури в камерах T_{к1} та T_{к2};
 - температури з виходу першої камери T_{вих};
 - температуру повітря в приміщенні T_п;
 - температуру повітря на вході в лічильник T_{лі} та на виході з лічильника T_{л2};
 - тиску на вході в другий лічильник P;
 - барометричний тиск P_{бар};
 - прирости об'ємів на першому V₁ на другому V₂ лічильниках;
- зміну параметрів записували з періодичністю не менше 5 хвилин.

Результати вимірювань заносили в протокол, форма якого наведена в додатку В.

За результатами експериментальних досліджень обчислювали для кожної комбінації температур в камерах та для кожного значення витрати, типу та типорозміру лічильника:

- різницю показів лічильників $\Delta V = V_2 - V_1$;
- різницю температур в трубопроводі $\Delta T_{\text{тп}} = T_{\text{лі}} - T_{\text{вих}}$;
- градієнт температури по трубопроводу $\Gamma_T = \Delta T_{\text{тп}} / L$, де L – довжина трубопроводу, м;
- різницю температур на лічильнику $\Delta T_{\text{л}} = T_{\text{л2}} - T_{\text{л1}}$;

- об'єм газу в другому лічильнику, зведеного до умов першого лічильника тощо.

Для кожної комбінації температур в камерах та для кожного значення витрати, типу та типорозміру лічильника будували залежності:

- різниці показів лічильників залежно від різниці температур в камерах;
- різниці температур на трубопроводі від різниці температур в камерах та витрати;
- різниці температур на лічильнику залежно від різниці температур в камерах;
- різниці температур на лічильнику залежно від витрати при одному значенні різниці температур в камерах;
- зміни показів лічильників залежно від витрати при одному значенні різниці температур в камерах тощо.

Результати експериментальних досліджень використовували з метою порівняння їх з теоретичними розрахунками температурних режимів газу в реальних газопроводах.

Проводили аналіз впливу температури оточуючого повітря та вимірюваного середовища на облік газу в комунально-побутовій сфері.

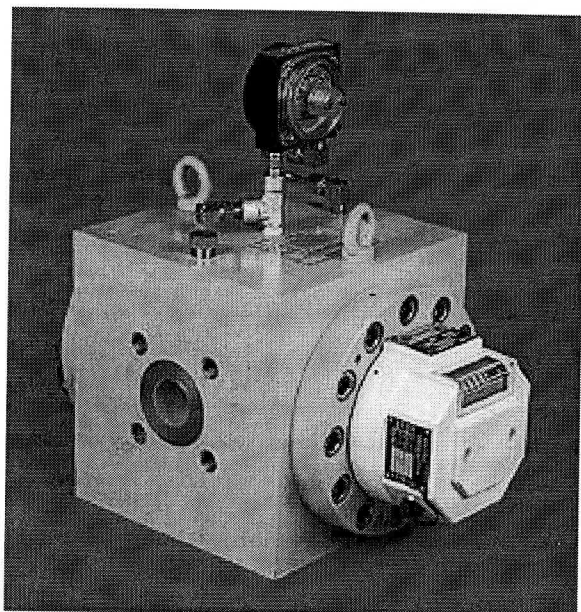
2.2.2 Удосконалення способу обліку витрат природного газу

Нами розроблено та запатентовано [9] спосіб обліку витрат газу, який стосується галузі метрології і може бути застосований для вимірювання та комерційного обліку витрат газу споживачами у газовій, нафтогазовидобувній, нафтопереробній, нафтохімічній промисловостях у складі автоматизованих систем, а також у комунальному господарстві.

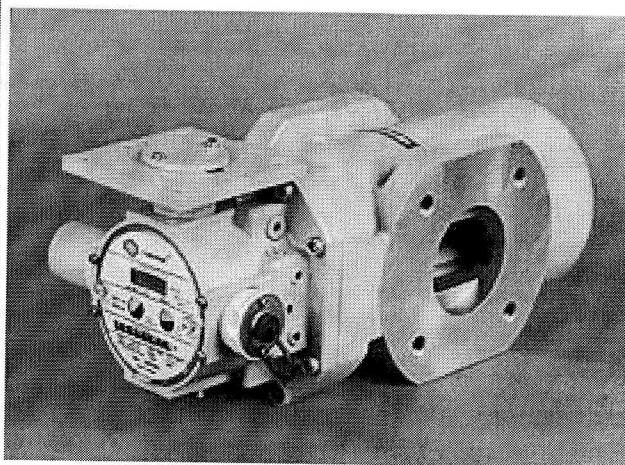
Спосіб може бути використаний для чіткої системи метрологічного забезпечення в газорозподільчій сфері, головною проблемою якої є значні втрати газу внаслідок недостовірної інформації при визначенні кількості газу що постачається та споживається. Існуючий рівень систем обчислень і засобів вимірювальної техніки, що застосовують для обліку витрат газу, дають можливість коригувати результати вимірювань в певному діапазоні витрат в сторону збільшення або зменшення обчислювального об'єму газу, внаслідок чого різниця між об'ємами газу що постачається та споживається становить комерційні збитки газотранспортних та газозбутових організацій.

Відомий спосіб обліку об'ємних витрат газу заснований на ультразвуковому часо-імпульсному методі вимірювань об'єму газу зведеного до стандартних умов із застосуванням ультразвукового лічильника [73, 74]. Згідно з цим способом п'єзоелектричні перетворювачі, що встановлені по осі потоку почергово випромінюють і приймають ультразвукові коливання за і проти потоку газу, сигнали з яких поступають в обліко-розрахунковий вузол, де по різниці часу розповсюдження ультразвукових коливань визначають об'єм газу, а по температурі і тиску газу, отриманих від перетворювачів тиску і температури, розраховують об'єм газу зведений до стандартних умов. Цей спосіб використовують при обліко-розрахункових та технологічних операціях в житлових будинках, адміністративних та виробничих приміщеннях, однак він не забезпечує достовірність і точність обліку, внаслідок обмежених діапазонів вимірювань. Відношення мінімальної вимірювальної витрати до максимальної цим способом складає 1:160. Так як пальник газової плити в режимі малого полум'я споживає не більше $0,031 \text{ м}^3$, даним способом не можливо контролювати споживання газу, наприклад в багатоквартирних будинках (10 квартир і більше) якщо вони обладнані газовими плитами, які за певних обставин будуть працювати на повну потужність, що може складати $6 \text{ м}^3/\text{год}$ витрату газу і більше.

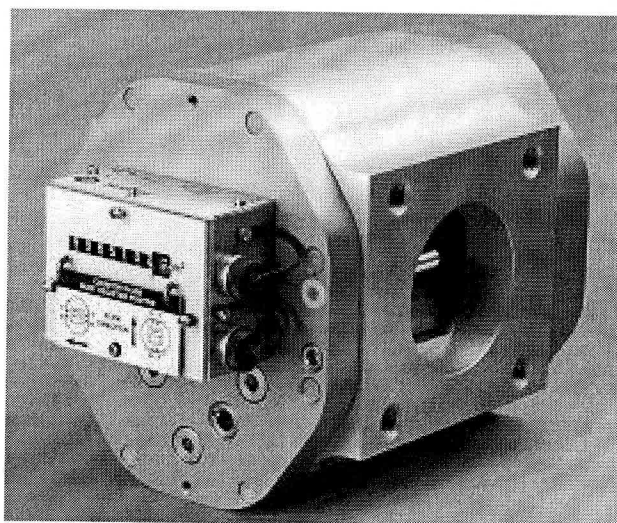
Відомий спосіб обліку споживання газу за допомогою маловитратних лічильників газу роторного типу (рис. 2.7), які мають також вузький діапазон вимірювань витрат, що складає 1:30; 1:50, що також недостатньо для комерційного обліку витрат, який може коливатись у широких діапазонах.



а



б



в

Рис. 2.7. Роторні лічильники газу виробництва фірми „Instromet”:
а – *IRM-1* (s); б - *IRM-2*; в - *IRM-3*.

Крім того лічильники роторного типу, що використовуються при цьому способі, незахищені від несанкціонованого втручання в режим їх

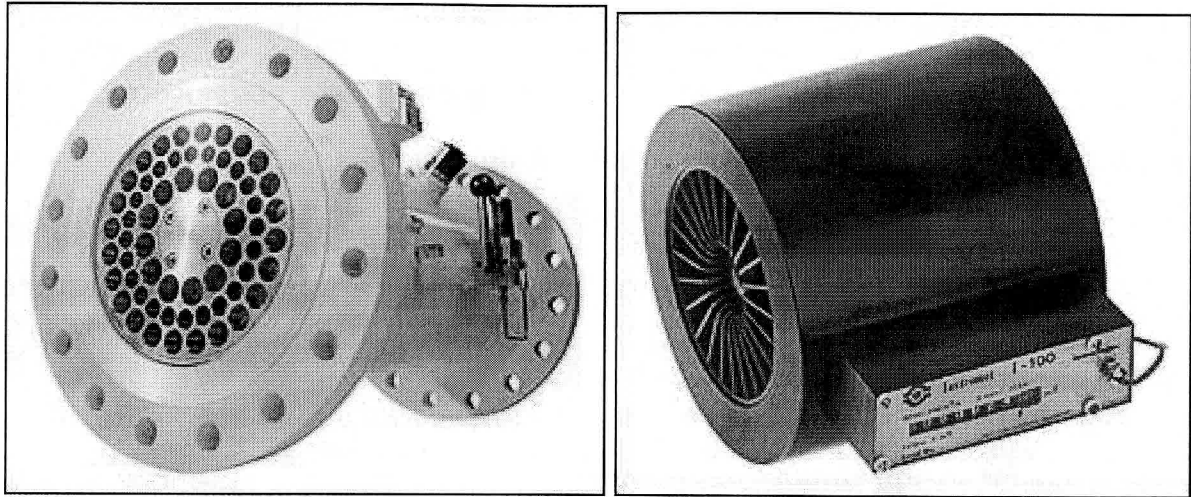
роботи дією магнітного поля, що впливає на достовірність їх показів [75-77].

Відомий спосіб вимірювання витрати газових потоків по методу змінного перепаду тиску із застосуванням стандартних пристроїв звуження потоку [73]. Однак цей спосіб вимагає застосування спеціальних пристроїв для корекції виміряного значення об'єму, а також на точність вимірювання великий вплив мають як методичні похибки, такі як, похибки визначення коефіцієнта витрати звужуючого пристрою, коефіцієнтів розширення та стиснення, діаметру трубопроводу тощо, так і похибки використаних засобів вимірювальної техніки (діафрагми, вимірювальні перетворювачі тиску та температури, обчислювач (коректор) кількості газу).

Діапазон вимірювань таким способом залежить від точності засобів вимірювальної техніки, що застосовуються при його реалізації і при застосуванні одного перетворювача тиску класу точності 0,1 діапазон вимірювань цим методом при забезпеченні гранично допустимої відносної похибки вимірювання об'єму газу $\pm 4\%$, що регламентуються державною повірочною схемою, складає від 20 до 100 відсотків від максимальної витрати, тобто співвідношення мінімальної і максимальної витрати складає 1:5.

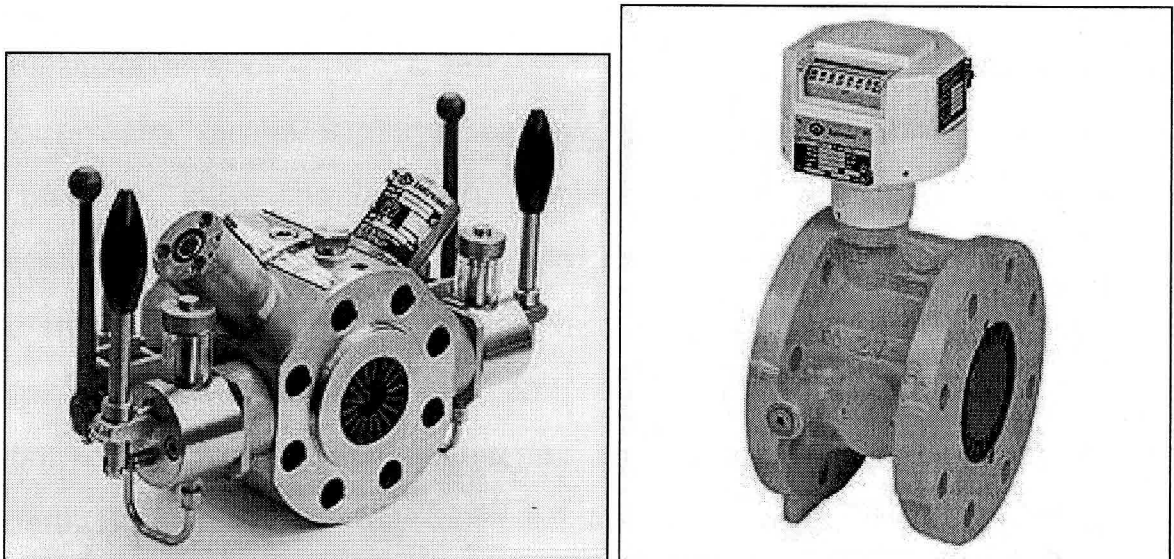
Відомий спосіб вимірювання великих витрат газу на газопроводах середнього та малого діаметрів за допомогою турбінних лічильників газу (рис. 2.8) [78], що дозволяє розширити діапазон вимірювання витрат, який може складати 1:100 що також недостатньо. В цьому способі необхідно застосовувати спеціальні пристрої для корекції виміряного значення об'єму газу з метою зведення його до стандартних умов. До того ж, достовірність вимірювань цим способом значною мірою залежить від значень допустимих граничних похибок засобів вимірювальної техніки і результати обчислень не коригуються з врахуванням дійсних значень додаткових похибок для конкретних засобів вимірювальної техніки, що

застосовується для обліку об'ємних витрат газу в конкретних умовах експлуатації.



а

б



в

г

Рис.2.8. Турбінні лічильники газу фірми „Instromet”:

а – SM-RI-X; б – Type I; в – Type P; г – Type Q.

Також відомий спосіб вимірювання витрат газу [79] згідно з яким здійснюють безперервне автоматичне вимірювання параметрів потоку газу, що протікає у трубопроводі, з наступним обчисленням, зведених до стандартних умов витрат та об'єму за заданими алгоритмами. Цей спосіб ефективний, коли об'ємна витрата газу, що протікає через один газопровід, задовольняє вимогам достатності нижньої і верхньої границі діапазону

вимірювань, яка забезпечується існуючими засобами вимірювань. Але у випадку, коли витрати газу коливаються у широкому діапазоні від дуже малих до невизначено великих, як наприклад, у побудинковому обліку, коли споживання газу ведеться лише газовими плитами через трубопровід низького тиску, при тому, що пальник газової плити в режимі малого полум'я споживає не більше $0,031\text{м}^3$, цей спосіб виявляється неефективним через обмеженість границь діапазону вимірювань, що можуть задовольнити існуючі засоби вимірювальної техніки.

В основу представленої нами розробки [9] покладено задачу удосконалення способу обліку витрат газу, який протікає по одному газопроводу, шляхом розширення діапазону вимірювань із забезпеченням вимог достатності нижньої і верхньої границь вимірювань, що дозволить забезпечити достовірність обліку і підвищити точність обліку витрат. Поставлена задача вирішується тим, що у способі обліку витрат газу, згідно з яким здійснюють неперервне автоматичне вимірювання параметрів потоку газу, що протікає у трубопроводі, з наступним обчисленням зведених до стандартних умов витрат та об'єму, потік газу розділюють на нерівні частини з утворенням розгалужень різної пропускної здатності, підключених до основного трубопроводу в одній точці. В кожному розгалуженні вимірюють витрату відповідного діапазону вимірювань. Вибір конкретного розгалуження для вимірювань потоку здійснюють автоматично порівнюючим вибіркоким перемикаючим пристроєм, виходячи із умов його з'єднання з встановленими у кожному розгалуженні лічильниками через засоби переключення потоку, які забезпечують зв'язок кожного розгалуження з коректором, який у відповідності з поступленими на його вхід виміряними на вході основного трубопроводу значеннями тиску, а на виході – значеннями температури, за заданими алгоритмами обчислює зведену до стандартних умов витрату газу.

Запропонований спосіб обліку витрат газу, алгоритм роботи якого задається коректором, дозволяє вести облік витрат газу в реальному масштабі часу, а розділення потоку з утворенням розгалужень різної пропускної здатності забезпечує вимірювання витрати відповідного діапазону вимірювань.

Вимога достатності нижньої і верхньої границь вимірювань витрат відповідного діапазону задовольняється шляхом зміни режиму роботи відповідного розгалуження певної пропускної здатності, що забезпечується автоматично порівнюючим вибіркоким перемикаючим пристроєм, який по сигналу засобів перемикання потоку підключає лічильник з відповідним діапазоном вимірювань до коректора. При цьому діапазон вимірювань лічильників повинен бути вибраний таким, щоб мінімальне значення витрати лічильника, що забезпечує вимогу достатності верхньої границі вимірювань, було рівне номінальній витраті газу лічильника, який забезпечує достатність нижньої границі вимірювань. Точність обліку досягається також врахуванням впливу температурних умов і коливання тиску газу в трубопроводі, для чого у способі, для зведення об'єму газу до стандартних умов, вимірюють тиск на вході основного трубопроводу і температуру на виході. Алгоритм зведення здійснюється автоматично з використанням коректора. Крім того, достовірність обліку інформаційно-вимірювальною системою в цілому залежить від достовірності інформації, що поступає від давачів контрольованих параметрів. Ця достовірність досягається запропонованою схемою підключення з розгалуженням потоків, що дозволяє зменшити відносну похибку вимірювання об'єму і витрат газу, зведеного до нормальних умов, яка буде скоригована в залежності від діапазону вимірювальних пристроїв, в яких нормовані похибки.

Збір інформації про витрату та її обробку ведуть автоматично з імпульсних перетворювачів об'єму газу з врахуванням тиску, температури,

фізико – хімічних параметрів газу та зведення виміряного об'єму газу в робочих умовах до стандартних умов.

Приклад. 1. Облік витрат газу проводили в багатоквартирних будинках, де споживання газу ведеться лише газовими плитами і коливається у широкому діапазоні. Побудинковий облік здійснювали комплексом із застосуванням двох лічильників газу, діапазон витрат яких перекривається і які обладнані перетворювачами об'єму газу у частотний сигнал. Використовували лічильники: побутовий типорозміру G6 з діапазоном витрат від $0,06\text{ м}^3/\text{год}$ до $10,0\text{ м}^3/\text{год}$ (номінальна витрата $6\text{ м}^3/\text{год}$), та промисловий типорозміру G40 з діапазоном вимірювальних витрат від $3\text{ м}^3/\text{год}$ до $65\text{ м}^3/\text{год}$, (номінальна витрата $40\text{ м}^3/\text{год}$). Коли сумарне споживання газу будинком не перевищує, наприклад, $6\text{ м}^3/\text{год}$, тобто номінального значення лічильника G6, газ проходить через розгалуження з лічильником G6, при цьому розгалуження з лічильником G40 від основного трубопроводу від'єднано і на коректор поступають частотні сигнали від лічильника G6, а також інформація про тиск, температуру, та фізико-хімічні параметри газу. Коректор здійснює обчислення об'єму, зведеного до стандартних умов та витрату газу.

Якщо споживання газу стане збільшуватись і перевищить $6\text{ м}^3/\text{год}$, по сигналу коректора, у відповідності з закладеною в нього програмою роботи, автоматично здійснюється перемикання на розгалуження з лічильником G40 і облік газу буде вестися вже промисловим лічильником. На коректор будуть надходити імпульси з лічильника G40.

При зменшенні споживання відбувається зворотне перемикання.

Наведений приклад підтверджує досягнення технічного результату при здійсненні заявленого способу і дає можливість вести облік газу в діапазоні витрат від $0,06$ до $65\text{ м}^3/\text{год}$, тобто із співвідношенням близьким $1:1000$. На даний час таке співвідношення витрат не можна забезпечити жодним лічильником газу.

Висновки:

1. Розроблено методику дослідження корозійних процесів на підземних ділянках газопроводів та створено комп'ютеризовану установку для корозійно-механічних випробовувань з автоматичним одночасним записом під час експерименту зміни деформації та електродного потенціалу плоских зразків, виготовлених зі стінки труб, що використовуються для будівництва систем газопостачання.
2. Розроблено методику дослідження впливу температури навколишнього та робочого середовищ на покази побутових лічильників газу, яка дозволяє для кожної комбінації температур в КХТ та для кожного значення витрати, типу та типорозміру лічильника отримувати достовірні результати і порівнювати їх з теоретичними розрахунками температурних режимів газу в реальних газопроводах.
3. Запатентовано спосіб обліку витрат газу, згідно з яким здійснюють автоматичне вимірювання параметрів потоку газу, що протікає у трубопроводі з наступним обчисленням зведених до стандартних умов витрат та об'єму. Потік газу розділюють на нерівні частини з утворенням розгалужень різної пропускної здатності, підключених до основного трубопроводу в одній точці; в кожному розгалуженні вимірюють витрату відповідного діапазону із забезпеченням вимог достатності верхньої і нижньої границь вимірювань, причому вибір конкретного розгалуження для вимірювання потоку здійснюють автоматично порівнюючим вибіркоким перемикаючим пристроєм, виходячи із умов його з'єднання з встановленими по кожному розгалуженні лічильниками через засоби перемикання потоку, що забезпечують зв'язок кожного розгалуження з коректором, який у відповідності з витратами, виміряними на вході основного трубопроводу і параметрами тиску газу і температури на його виході

по заданих алгоритмах обчислює зведену до стандартних умов витрату газу.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ДЕФОРМІВНОЇ СИСТЕМИ „ТРУБА – ГРУНТОВИЙ МАСИВ”

3.1. Деформація металу газопроводу при тривалому статичному навантаженні

Тривала дія на метал газопроводу поля напружень в ґрунтовому масиві викликає в ньому різні структурні процеси, релаксацію внутрішніх напружень та деформацію в цілому [80-82]. Тому дослідження закономірностей зміни фізико-механічних властивостей основного металу та зварного з'єднання труб в процесі експлуатації дозволить точніше визначити ресурс конструкцій газопроводів, тим більше, що в сучасних умовах підвищується актуальність збереження довготривалого потенціалу діючих магістральних газопроводів [17, 83, 84].

Для побудови номінальних діаграм деформації використовували безпосереднє ступінчасте навантаження (розвантаження) зразка (рис. 3.1), яке відповідає абсолютній податливості машини, коли зі зменшенням опірності зразка навантаження, що передається на нього не зменшується [85, 86].

При збільшенні чи зменшенні навантаження на один ступінь номінальні напруження змінювалися на величину $\Delta\sigma = 20$ МПа за час $t_{н-р} = 1$ с. Час витримки на кожному ступені складав $t_{в} = 19$ с, а сумарний час $\Delta t = t_{н-р} + t_{в} = 20$ с. Такий режим навантаження дозволяє врахувати відставання деформації від напруження в часі і поглиблено вивчати процеси деформаційного зміцнення та повзучості.

Номінальні діаграми деформації для основного металу та зварного з'єднання труб складаються з таких характерних ділянок: ОА – пружної деформації, АВ – деформаційного зміцнення, ВС – повзучості,

O_1A_1 – пружної деформації при повторному згині. Відрізок OO_1 відповідає залишковій деформації $\Delta\varepsilon_3$, зафіксованій після ступінчастого розвантаження.

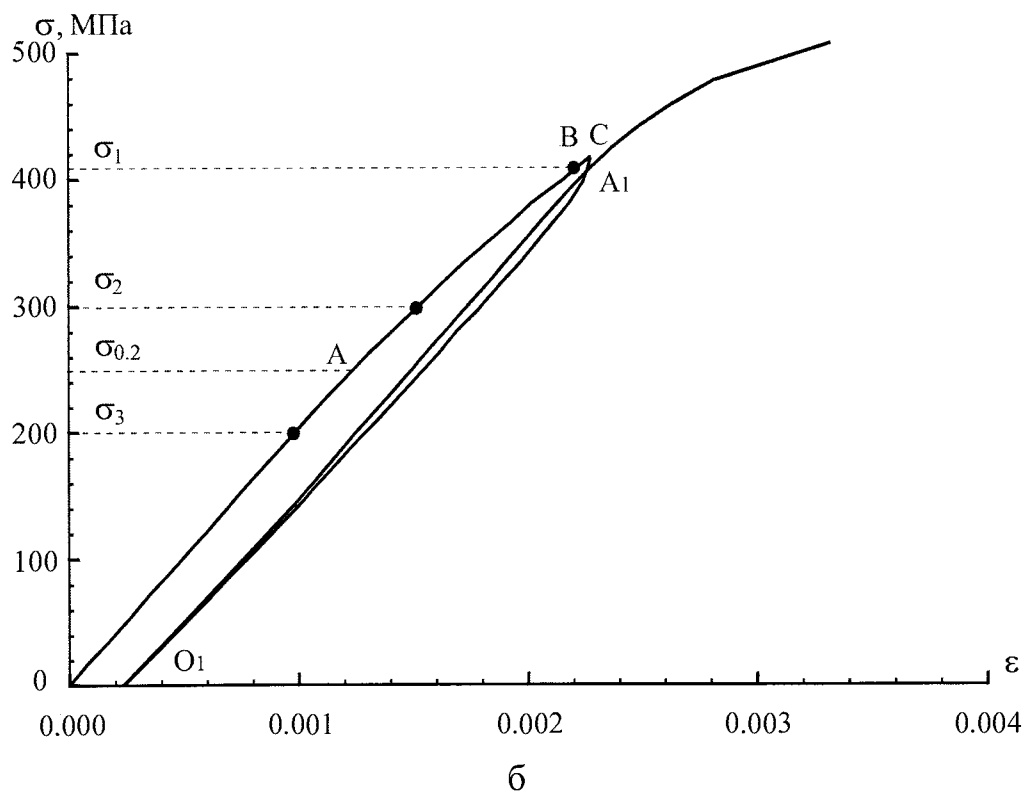
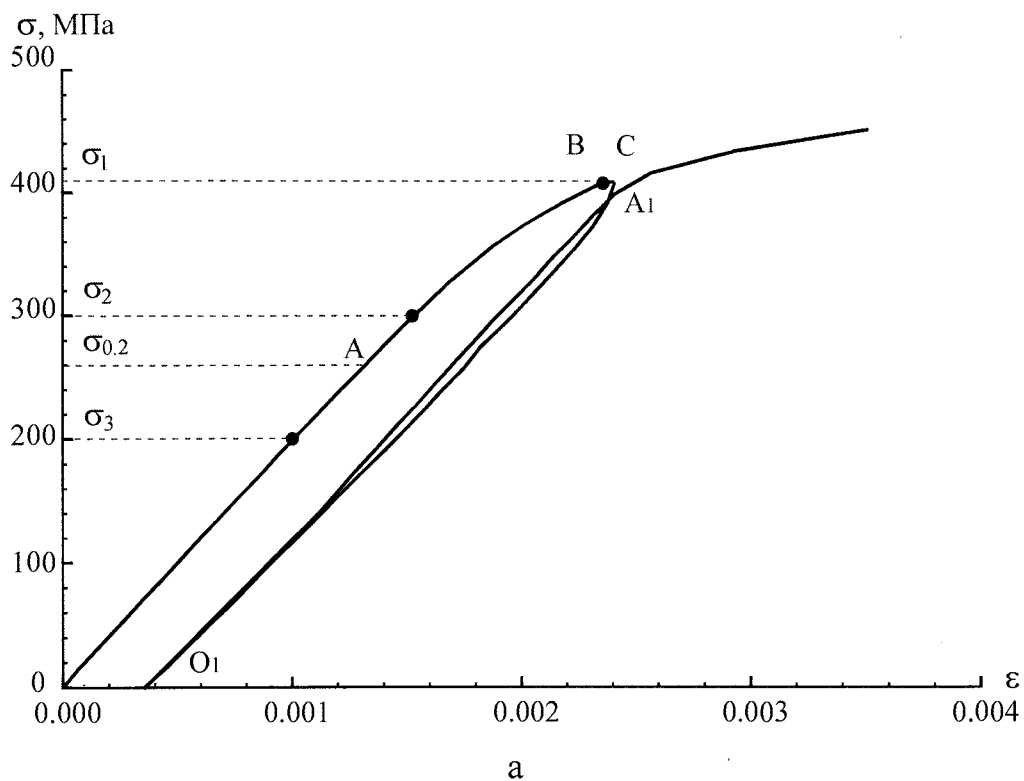


Рис. 3.1. Номінальні діаграми деформації зразків основного металу (а) та зварного з'єднання (б) труб зі сталі 10

Додаткову інформацію про поведінку матеріалу газопроводу в статистиці отримували при повторному згині зразків. Випробовування проводили в такій послідовності: при першому згині досягали рівня напружень σ_p , при якому спостерігали виражену низькотемпературну повзучість [87], і витримували зразок при незмінному навантаженні (ділянка ВС) протягом часу, який визначали з кривих повзучості. За результатами розвантаження та повторного навантаження будували криві, що утворюють петлі гістерезису. Площа петлі гістерезису, яка визначає втрати механічної енергії в процесі циклу навантаження-розвантаження [88, 89], є кількісною структурно чутливою характеристикою непружності сталі газопроводу. Виявлено, що криві повторного навантаження ближчі до лінійної залежності, ніж криві розвантаження.

В табл. 3.1 представлено деякі фізико-механічні характеристики основного металу та зварного з'єднання труб зі сталі 10, з яких випливає, що пластичнішими виявилися зразки основного металу. Більше зміцнюються, тобто чинять більший опір пластичним деформаціям, зразки зі зварним з'єднанням, розташованим посередині робочої частини зразка (рис. 3.2).

Таблиця 3.1

Фізико-механічні характеристики матеріалу різних ділянок підземного газопроводу

Характеристики матеріалу	Походження матеріалу	
	Лінійна частина газопроводу	Зварне з'єднання
1	2	3
Модуль Юнга $E \cdot 10^{-5}$, МПа	1,92	2,03
Умовний модуль пружності повторно деформованого матеріалу $E_d \cdot 10^{-5}$, МПа	1,89	2,00
Границя текучості при першому згині $\sigma_{0,2}$, МПа	250	250

продовження таблиці 3.1

1	2	3
Границя текучості при повторному згині $\sigma_{0,2}^d$, МПа	395	405
Границя міцності при повторному згині $\sigma_{\text{мц}}^d$, МПа	460	540
Співвідношення $\sigma_{0,2}^d / \sigma_{\text{мц}}^d$	0,63	0,46
Залишкова деформація $\Delta \epsilon_3 \cdot 10^4$	3,61	2,34
Твердість НВ	100	110

Умовний модуль пружності повторно деформованих зразків E_d , визначений як тангенс кута нахилу прямої, що з'єднує точки O_1 та A_1 петель гістерезису, дещо зменшується порівняно з модулем Юнга E (табл. 3.1). Параметр E_d характеризує опірність сталі пружній деформації при повторному згині.

Таким чином, рівномірність зварного з'єднання основному металу труб в цілому забезпечується. Термічний цикл зварювання та його параметри (тривалість нагрівання і швидкість охолодження в інтервалі критичних температур) підібрані так, що в близькошовній добре протравлюваній зоні (рис. 3.2) забезпечується формування кінцевих структур з механічними властивостями не нижчими, по всій ймовірності, ніж основного металу. Деяке зниження пластичних властивостей зразків зварного з'єднання можна пов'язати, зокрема, з неминучим процесом рекристалізації в зоні термічного впливу [90, 91].

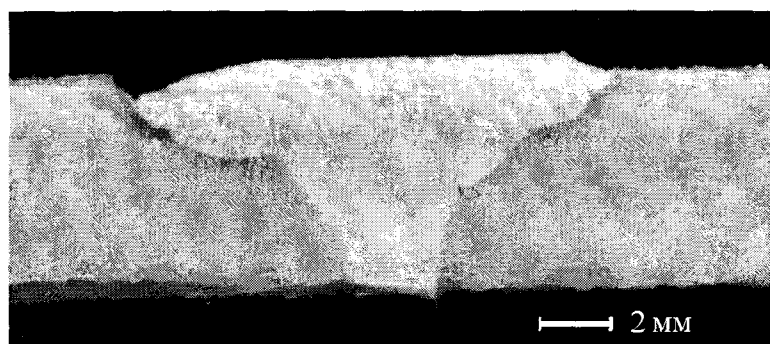


Рис. 3.2. Макробудова зварного з'єднання (поздовжній шліф)

При дослідженні деформаційної поведінки металу газопроводу за номінальними діаграмами деформації використовувалися відносно невеликі витримки в часі при незмінному навантаженні, в тому числі і на ділянці повзучості ВС. Однак, як показали подальші випробовування на повітрі при температурі $T = 293$ К під дією постійних номінальних напружень $\sigma > \sigma_{0,2}$, основний метал та зварне з'єднання труб виявляють відчутну повзучість.

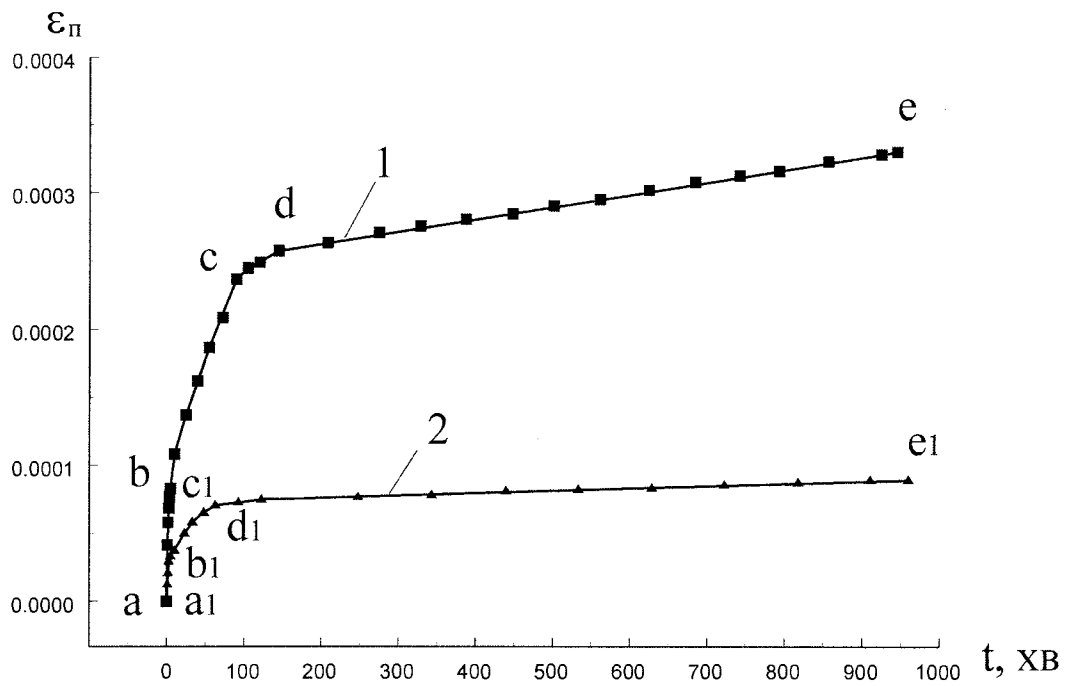
Експериментальні дослідження явища повзучості, результати яких з часом все більше використовуватимуться в інженерних розрахунках та при оптимізації конструкцій газопроводів, проводяться переважно при розтягу [92-96]. В умовах неоднорідного напруженого стану при $T \leq 293$ К повзучість матеріалу підземних газопроводів вивчена недостатньо, головним чином в теоретичному плані [97], хоча відомо, що при зміні умов навантаження пластичних трубних сталей спостерігаються різноманітні деформаційні ефекти [93, 98], а будь-який прогноз має цінність лише тоді, коли він експериментально підтверджується.

Повзучість часто розглядають [87-89, 92, 93] як повільну текучість металу. Як відомо, в основі теорії пластичного течіння лежить уявлення про поверхню текучості. В процесі статичного згину відбувається закономірне переміщення поверхні текучості, тобто її еволюція [93].

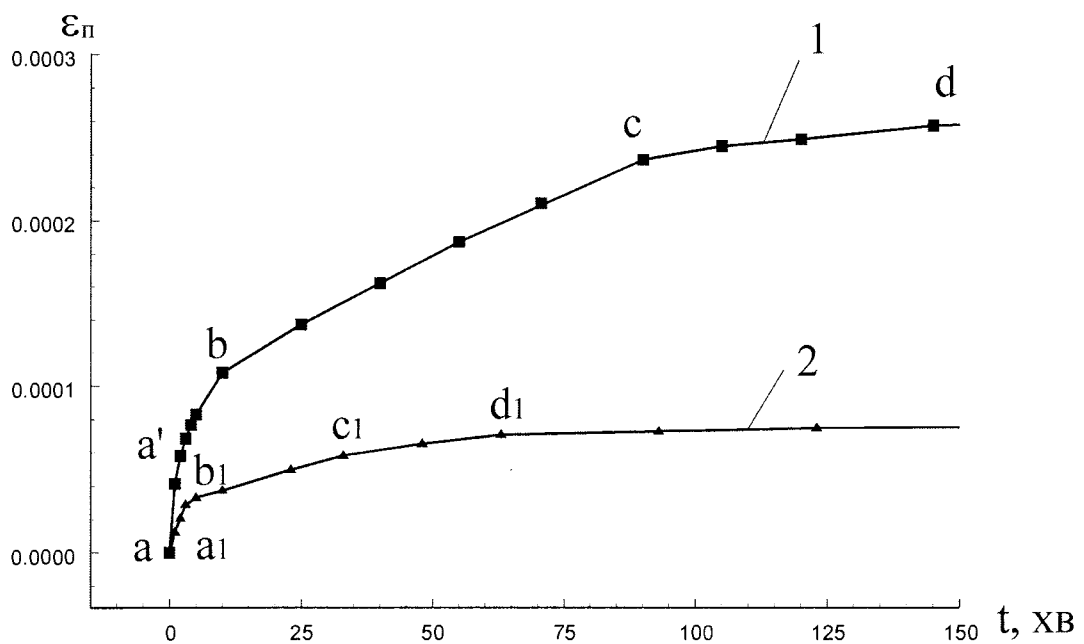
Характерні криві повзучості в координатах відносна деформація ε_n – час t , зображено в різних масштабах на рис. 3.3, а, б. Тривалість випробовувань на повітрі складала 1000 хв., що дозволило за короткий час виконати серію експериментів та визначити параметри області низькотемпературної повзучості (ОНП).

Аналіз кривих повзучості показав можливість їх наближеного вираження лінійними ділянками, для яких можна вважати, що швидкість повзучості $V_n = \frac{d\varepsilon_n}{dt} = \text{const}$. Це набагато спрощує порівняльне вивчення

закономірностей зміни параметра V_{II} на ділянках кривих повзучості (рис. 3.4) та експериментальну перевірку розрахункових рівнянь [87, 97].



а



б

Рис.3.3. Криві повзучості основного металу (1) та зварного з'єднання (2) труб зі сталі 10:

$T = 293 K$; $\sigma = 410 MPa$.

Ділянки $abcd$ та $a_1b_1c_1d_1$ (рис. 3.3, а) характеризують першу стадію повзучості, яка протікає з постійним зменшенням $V_{\text{п}}$ (рис. 3.4). Це стадія нерівномірної або неусталеної повзучості, до якої більше схильний основний метал, ніж зварне з'єднання. Кінетика повзучості на цій стадії в значній мірі контролюється деформаційним зміцненням, на що вказують номінальні діаграми деформації (рис. 3.1).

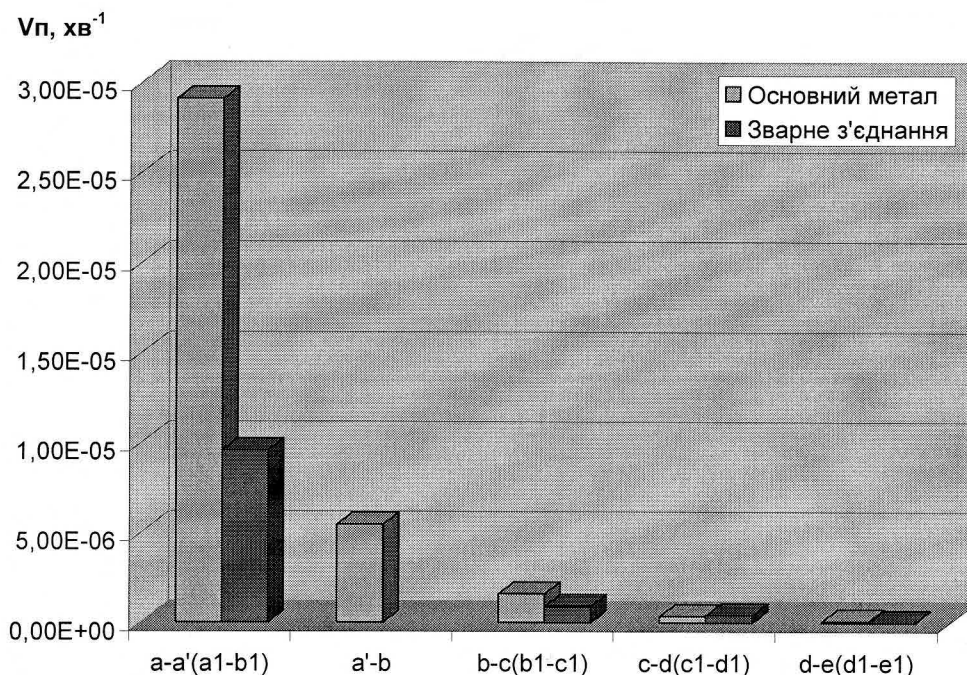


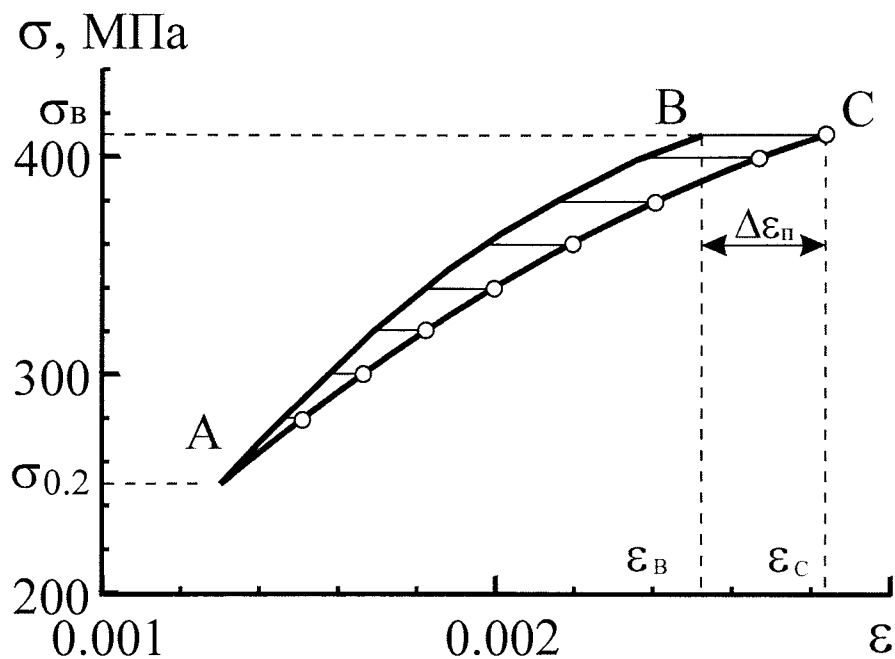
Рис. 3.4. Швидкості повзучості на ділянках кривих повзучості:

$$T = 293 \text{ K}; \sigma = 410 \text{ МПа}.$$

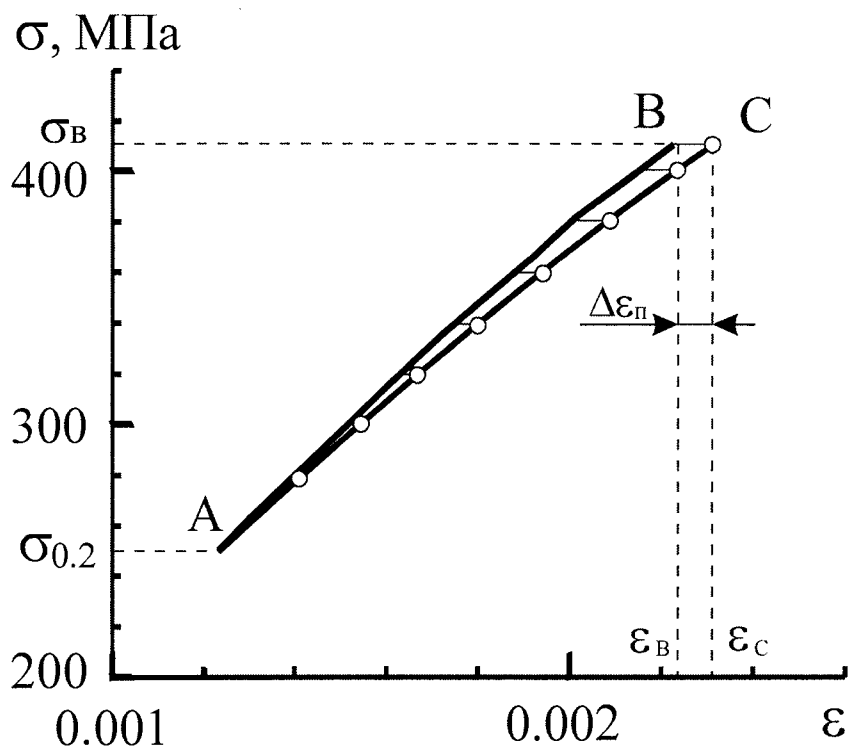
На ділянках de та d_1e_1 зменшення $V_{\text{п}}$ припиняється. Настає стадія рівномірної або усталеної повзучості, що проходить з мінімальною швидкістю $V_{\text{п}} = \text{const}$. Друга стадія повзучості є оптимальною для вивчення впливу корозійного чинника.

Графічне визначення параметрів ОНП показано на рис. 3.5. Дана область обмежена ділянкою АВ – деформаційного зміцнення, взятою з номінальних діаграм деформації (рис. 3.1) та ділянкою АС, побудованою шляхом паралельного переміщення точок ділянки АВ на величину приросту повзучості $\Delta \epsilon_{\text{п}}$ за час t , визначеного за кривими повзучості (рис. 3.3).

Однозначно встановлено, що в діапазоні напружень 250...410 МПа ОНП основного металу є значно більшою, ніж зварного з'єднання, що впливає з порівняння відповідних параметрів (рис. 3.5).



а



б

Рис. 3.5. Визначення параметрів області низькотемпературної повзучості (ОНП) при $t = 1000$ хв:

а – основний метал; *б* – зварне з'єднання.

Загальний приріст деформації $\Delta\varepsilon$ за час t для даного діапазону напружень можна визначити за формулою

$$\Delta\varepsilon = \Delta\varepsilon_{\text{пр}} + \Delta\varepsilon_{\text{пл}} + \Delta\varepsilon_{\text{п}}$$

де $\Delta\varepsilon_{\text{пр}}$ та $\Delta\varepsilon_{\text{пл}}$ – відповідно прирости пружної та пластичної деформації при досягненні заданого рівня напружень.

Відзначимо, що дотепер питання існування різкої границі між пружним та непружним деформуванням, можливості виділення із загальної деформації її пластичної складової залишаються дискусійними.

3.2. Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу

При дослідженні деформівної системи „труба – ґрунтовий масив” неможливо нехтувати корозійним чинником [21, 99, 100]. Тому нами проведено серію випробовувань зразків з матеріалу газопроводу в кислих середовищах на трьох рівнях напружень (рис. 3.1): $\sigma_3 = 200$ МПа, $\sigma_2 = 300$ МПа, $\sigma_1 = 410$ МПа, що відповідно складало 0,8; 1,2 та 1,64 $\sigma_{0,2}$.

Встановлено, що повзучість основного металу при різних рН середовища, як і на повітрі, носить стадійний характер (рис. 3.6 – 3.8). Вплив середовища відчутний як на стадії неусталеної так і на стадії усталеної повзучості, що засвідчують спеціальні дослідження (рис. 3.9). Щоб коректно виявити вплив середовища, випробовування проводили в такій послідовності. Спочатку поміщали експериментальний зразок у знімну робочу камеру (рис. 2.3), і, після досягнення ступінчастим навантаженням напруження $\sigma_1 = 410$ МПа, реєстрували його повзучість на повітрі. Потім, на стадії усталеної повзучості, не зупиняючи експеримент, в робочу камеру заливали 0,1М розчин хлоридної кислоти і продовжували випробовування. В такий спосіб було виявлено значний вплив корозійного

середовища на усталену повзучість сталі газопроводу та вивчено кінетику процесу.

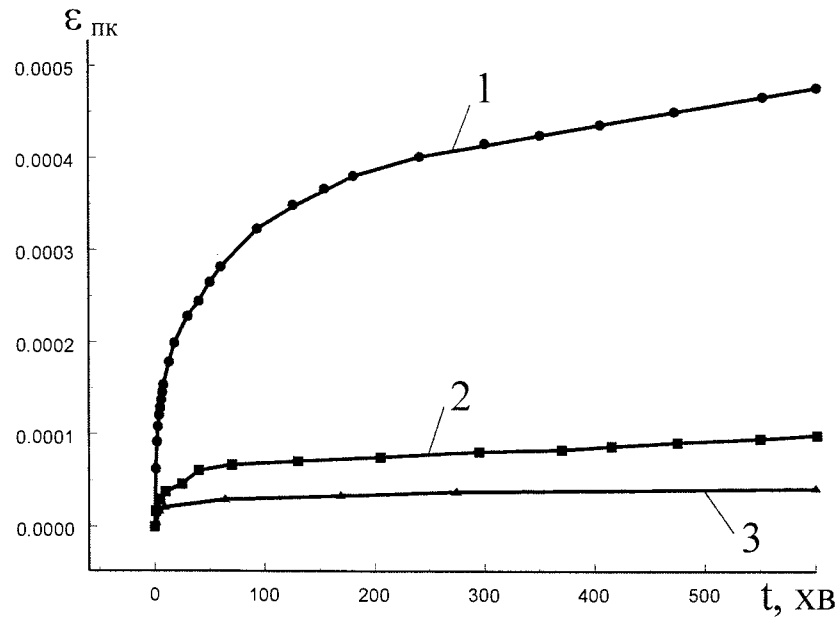


Рис. 3.6. Криві повзучості основного металу при рН 1 та номінальних напруженнях:

1 - 410 МПа

2 - 300 МПа

3 - 200 МПа.

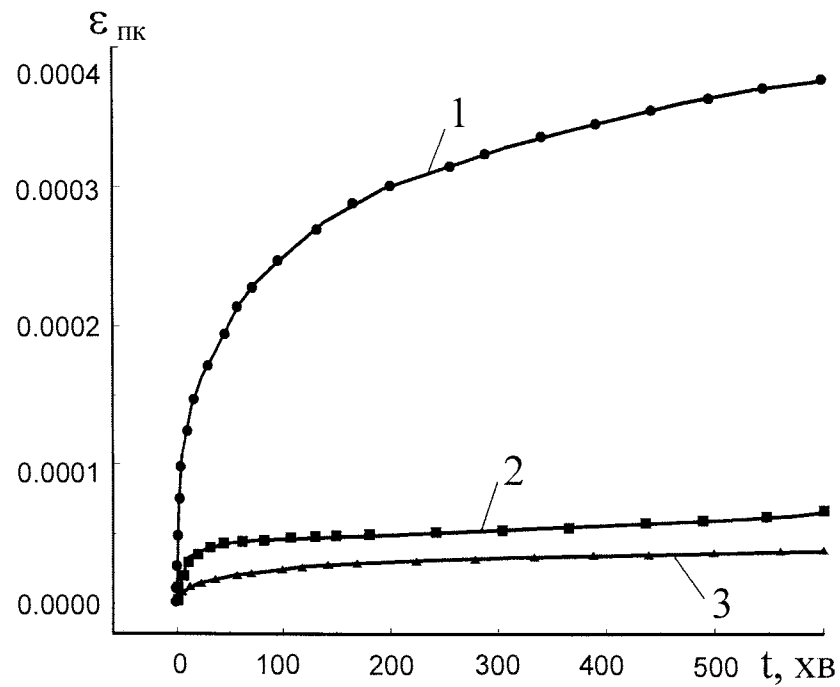


Рис. 3.7. Повзучість основного металу при рН 2 та номінальних напруженнях 410 МПа (1), 300 МПа (2) та 200 МПа (3)

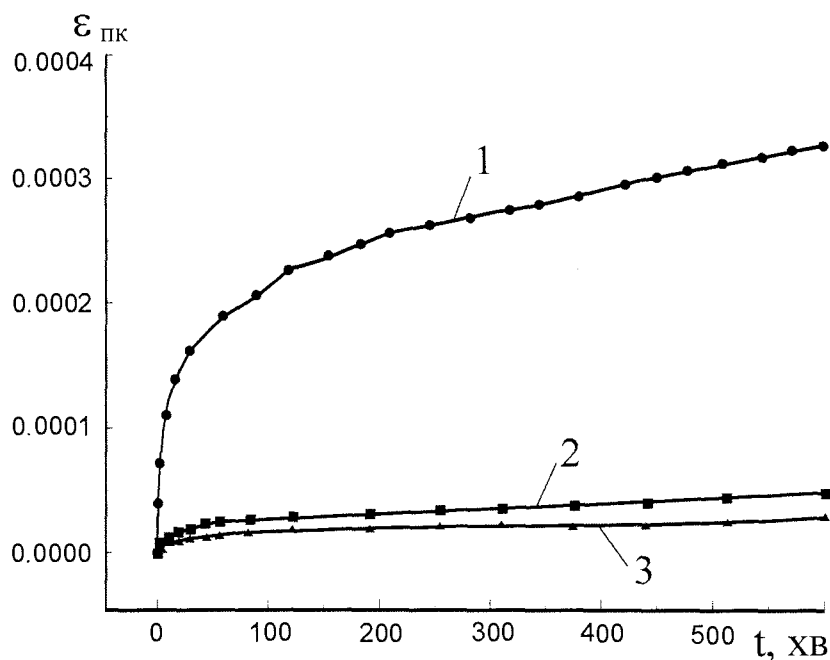


Рис. 3.8. Криві повзучості основного металу при рН 3 та номінальних напруженнях 410 МПа (1), 300 МПа (2) та 200 МПа (3)

Тривалість першої стадії більше залежить від величини номінальних напружень та менше – від рН середовища (рис. 3.6 – 3.8). Із збільшенням рН при $\sigma = \text{const}$ приріст повзучості $\Delta\epsilon_{ПК}$ за час t зменшується, і тим

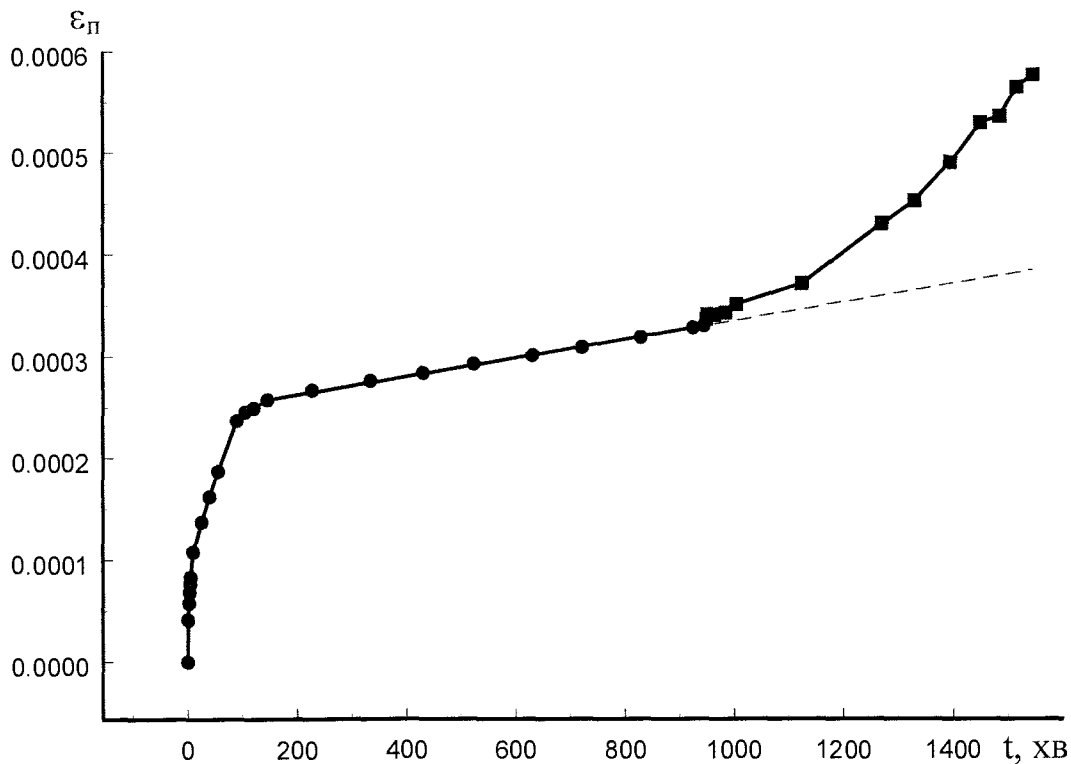
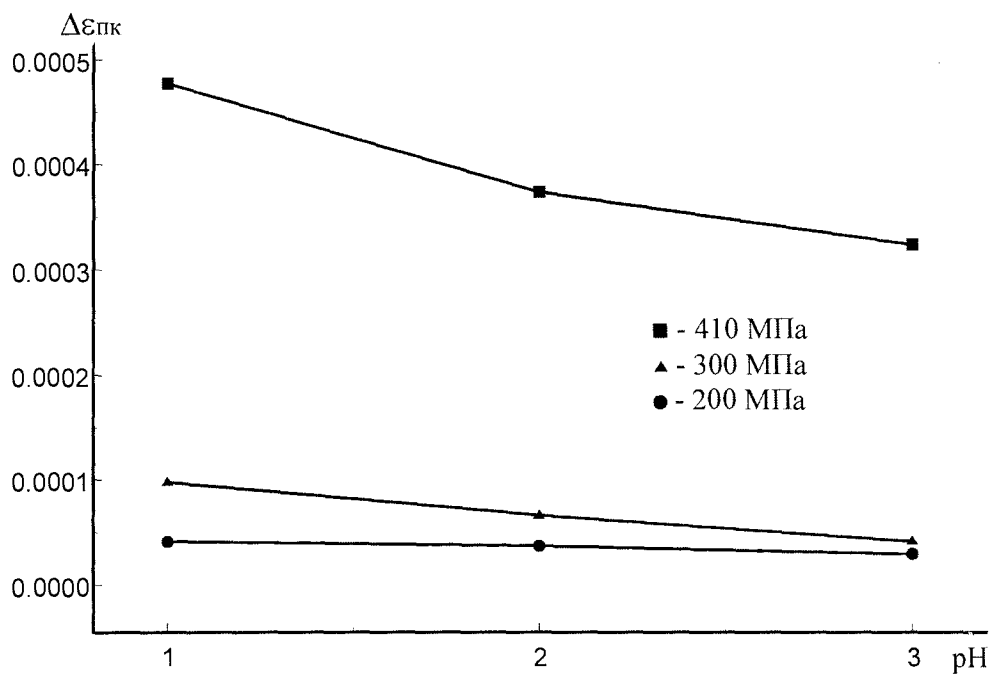


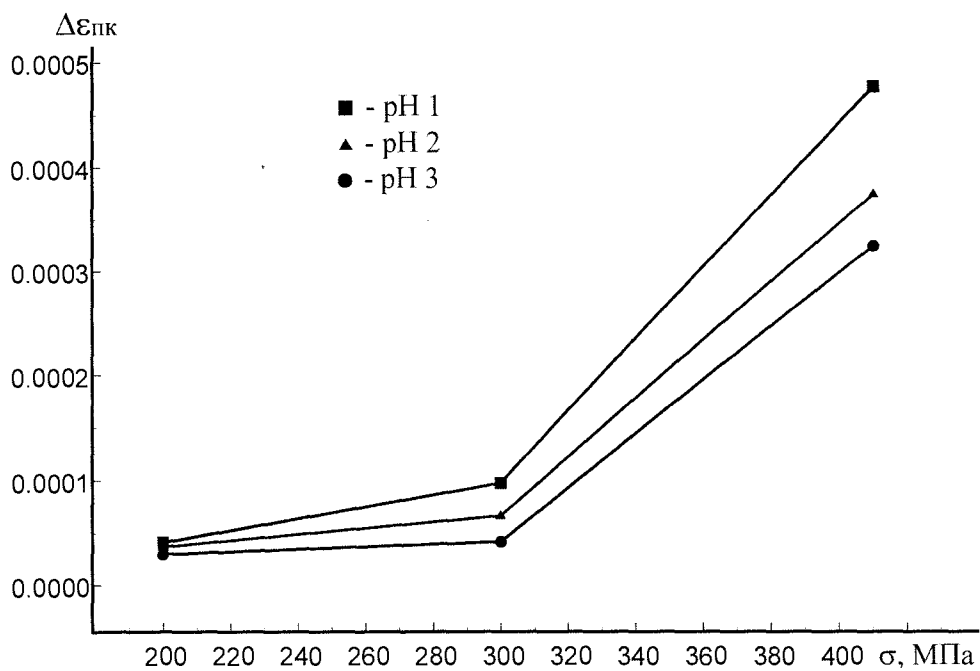
Рис. 3.9. Вплив корозійного середовища на усталену повзучість сталі газопроводу (0,1М НСl, 410 МПа)

● – область повзучості на повітрі, ■ – область корозійної повзучості.

відчутніше, чим більший рівень напружень (рис. 3.10, а). Відзначимо, що незначний приріст повзучості спостерігався при $\sigma_3 = 0,8 \sigma_{0,2}$, тобто на ділянці пружної деформації ОА (рис. 3.1, а), що зумовлено виключно корозійним чинником.



а



б

Рис. 3.10. Залежність приросту повзучості від рівня напружень (а) та рН середовища (б) (основний метал; $t = 600$ хв)

Зростання напружень при $pH = \text{const}$ посилює повзучість, особливо при $pH = 1$, на що вказують прирости $\Delta\varepsilon_{пк}$ (рис. 3.10, б). В пружній області статичного навантаження спостерігається незначне зменшення $\Delta\varepsilon_{пк}$ при збільшенні pH .

Таким чином, нами вперше на сталі газопроводу при експлуатаційних температурах експериментально виявлено значне розширення області повзучості в кислих середовищах, і показано, що під впливом середовища $0,1M HCl$ повзучість при $\sigma = 0,8 \sigma_{0,2}$ стає відчутною (рис. 3.11).

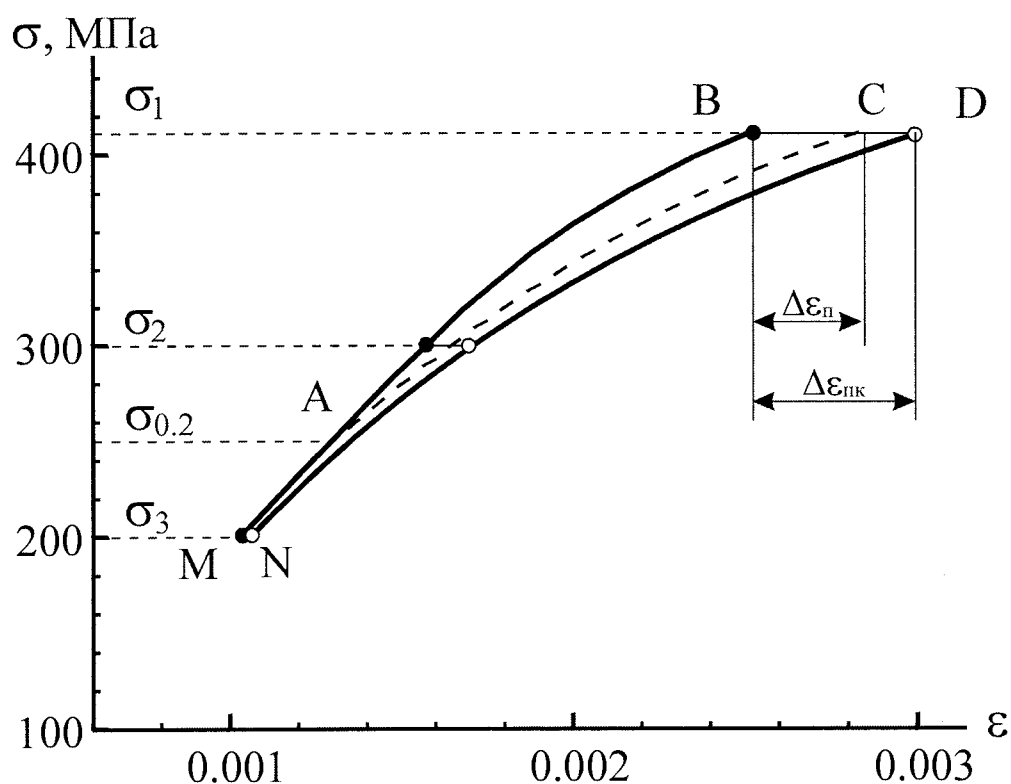


Рис. 3.11. Розширення ОНП в середовищі $0,1M HCl$ при $t = 600$ хв. (сталь 10)

Залежність електродного потенціалу зразків від pH середовища при різних номінальних напруженнях показана на рис. 3.12 – 3.14. При збільшенні pH від 1 до 2 кінетика потенціалу помітно змінюється, а саме замість повільного зростання потенціалу на початковій стадії маємо його спадання (рис. 3.12 – 3.14, криві 2 і 3). Це явище пов'язано, на нашу думку, із адсорбцією хлорид-іонів на поверхні зразка. Вони, як відомо [39, 101],

здатні спричиняти деяку пасивацію поверхні, утруднюючи розрядку на ній іонів H^+ .

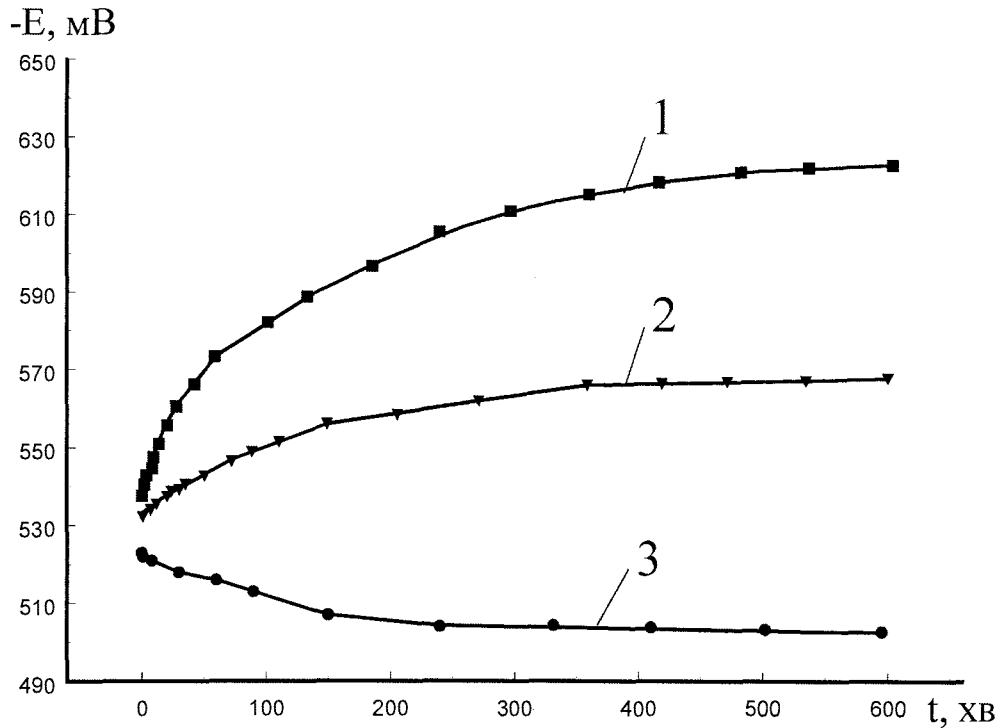


Рис. 3.12. Криві „потенціал-час” при $\sigma = 1,64 \sigma_{0,2}$ та рН 3 (1), рН 2 (2) і рН 1 (3)

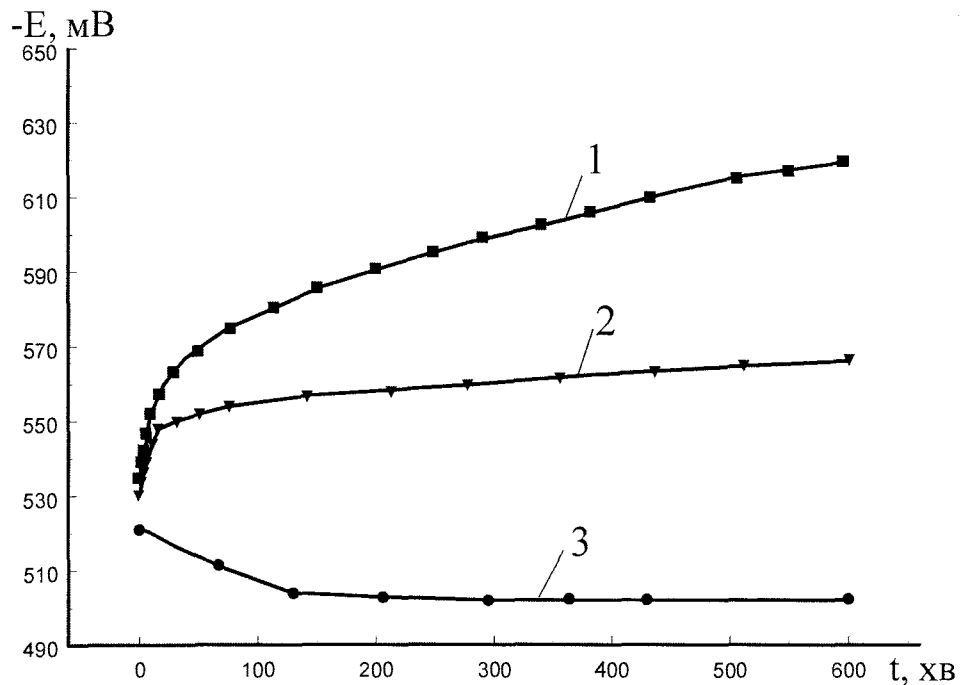


Рис. 3.13. Криві „потенціал-час” при $\sigma = 1,2 \sigma_{0,2}$ та рН 3 (1), рН 2 (2) і рН 1 (3)

При рН 1 їх кількість набагато більша, ніж при рН 2 та 3, крім того інтенсивна корозія в сильноокислому середовищі швидко призводить до

пошкодження поверхні, що, в свою чергу, сприяє кращій адсорбції йонів Cl^- на поверхні зразка і, водночас, ускладнює зворотній процес десорбції та подальшого переходу їх у дифузний шар внаслідок дії стеричних факторів. В результаті спостерігаємо незначну пасивацію поверхні на початковій стадії (120...240 хв.), після якої настає стабілізація потенціалу, яка відповідає встановленню термодинамічної рівноваги процесів адсорбції-десорбції на фоні сталої активності йонів H^+ , зумовленої лише їх концентрацією (зміною йонної сили розчину та незначним зменшенням концентрації йонів H^+ внаслідок реакції $\text{Fe} + 2 \text{H}^+ = \text{Fe}^{2+} + \text{H}_2 \uparrow$ можна знехтувати) [102, 103].

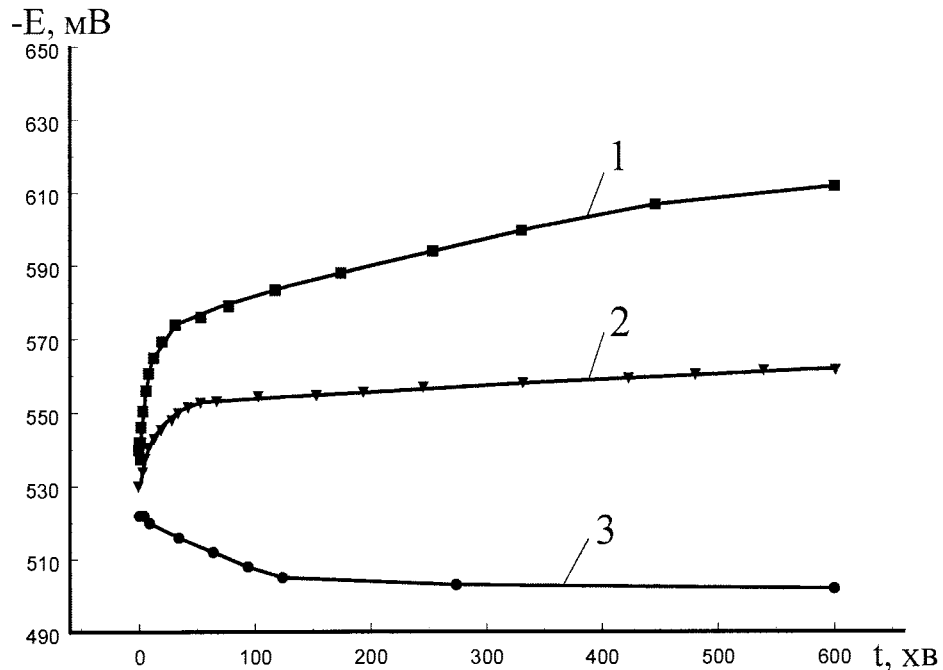


Рис. 3.14. Криві „потенціал-час” при $\sigma = 0,8 \sigma_{0,2}$ та рН 3 (1), рН 2 (2) і рН 1 (3)

Збільшення часу стабілізації з 120 до 240 хв. при збільшенні номінальних напружень з 200 до 410 МПа (рис. 3.12, 3.14) пов'язане з утворенням на поверхні металу субмікротріщин, які, будучи „свіжими поверхнями”, володіють нижчим потенціалом і, тим самим, знижують загальний потенціал зразка [31].

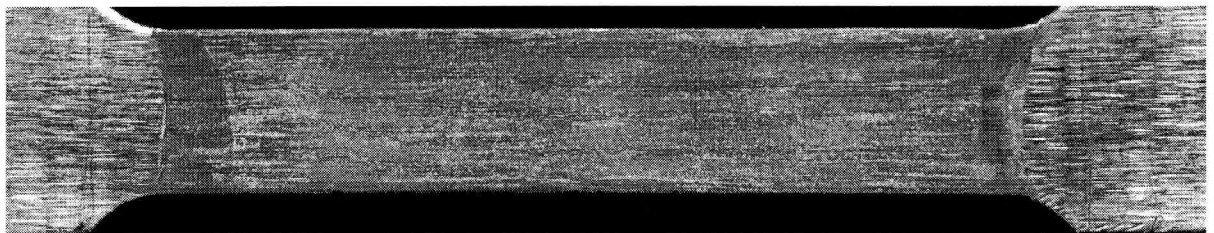
При переході до рН 2 та 3 корозійний чинник помітно нівелюється, ураження поверхні незначні і адсорбція йонів Cl^- проходить гірше, а

десорбція навпаки, краще. Водночас, концентрація йонів H^+ достатня для їх ефективної розрядки, і, враховуючи значне зменшення адсорбції хлорид-іонів, спричиняє до спадання потенціалу на початковій стадії з наступною стабілізацією. Як і при рН 1, час виходу на ділянку стабілізації зменшується зі зменшенням номінальних напружень, що зумовлено дією тих самих чинників.

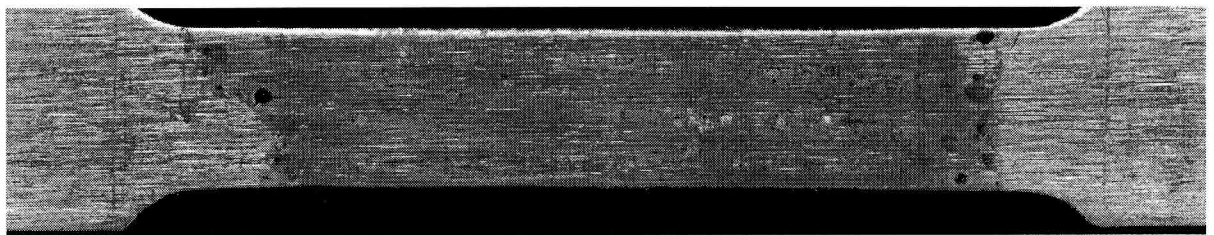
Спостерігається вплив напружень і на величину потенціалу стабілізації, а саме зменшення його із збільшенням рівня напружень.

Наявність зварного з'єднання істотно не впливає на кінетику електродного потенціалу.

Дослідження кінетики електродного потенціалу та впливу на неї зовнішніх чинників розкриває важливу інформацію та дозволяє глибше зрозуміти механізм корозійних процесів. Іншим важливим джерелом є вивчення характеру та швидкості корозії, їх зміни під дією різноманітних факторів. На рис. 3.15 показано типові корозійні ураження основного металу труби при різних рН.



а

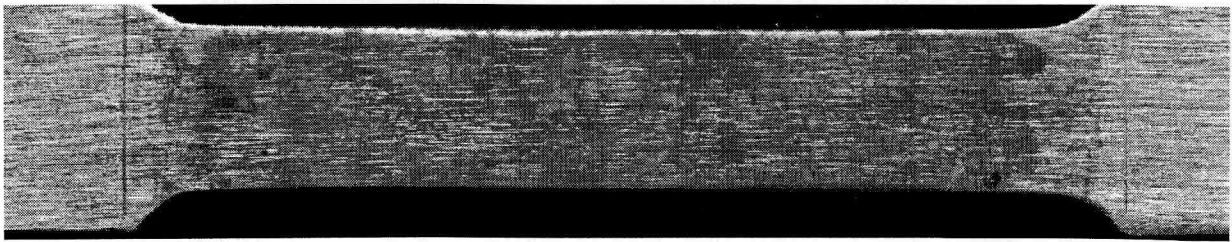


б

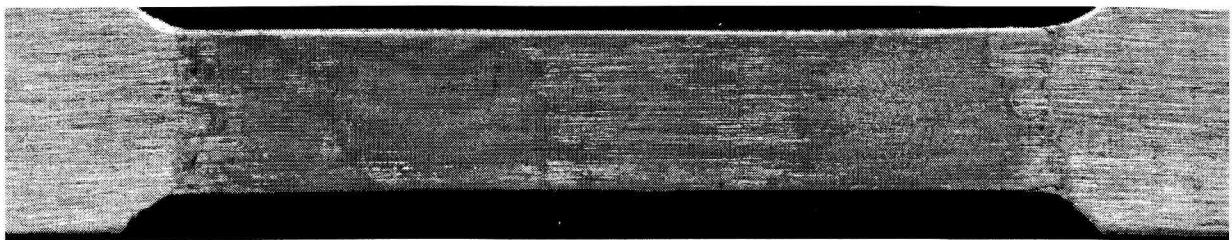
Рис. 3.15. Типові корозійні ураження при рН 1 (а) та рН 3 (б):
основний метал, $T = 293\text{ K}$.

При рН 1 бачимо відносно рівномірну корозію, що пов'язано з великою концентрацією, а, отже, і активністю йонів H^+ , які і зумовлюють

агресивність середовища. Роль мікрогальванічних елементів невелика, місцева корозія проявляється слабо. При збільшенні рН ця активність спадає, що сприяє збільшенню ролі мікрогальванічних елементів та прояву місцевої корозії (рис. 3.15, б). Також починає візуально спостерігатися і вплив напружень: якщо у зоні стиску місцева корозія відносно рівномірно покриває поверхню зразка, то у зоні розтягу спостерігається чіткий поділ на анодну та катодну зони (рис. 3.16).



а



б

Рис. 3.16. Характер корозійних уражень у зоні стиску (а) та розтягу (б): $pH\ 3$, $410\ МПа$, $T = 293\ К$

Інший прояв місцевої корозії – корозія на границі розділу фаз „занурений метал – незанурений метал”. Цей вид місцевої корозії, який проявляється і при низьких рН, за невеликий час спричиняє утворення глибоких (до 0,1 мм) виразок (рис. 3.17).

Оскільки при пошкодженні зовнішньої ізоляції підземного газопроводу одразу утворюється згадана вище границя розділу фаз, такий прояв корозії є надзвичайно небезпечним, і, на нашу думку, найчастіше закінчується наскрізним ураженням та, відповідно, розгерметизацією трубопроводу.

Поява зварного з'єднання значно активізує процеси місцевої корозії, насамперед через виникнення гальванічної пари „основний метал – шов”

та зміну структури, а отже і електрохімічної активності металу, в близькошовній зоні.

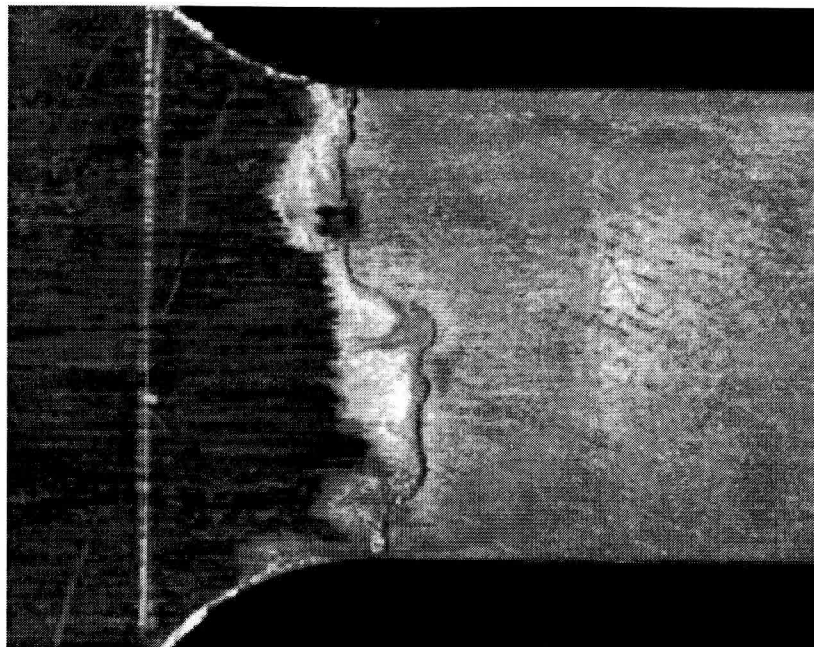


Рис. 3.17. Корозійна виразка вздовж границі розділу фаз „занурений метал – незанурений метал”:

pH 1, T = 293 K, t = 600 хв.

На рис. 3.18 показано типові корозійні ураження зони зварного з’єднання.

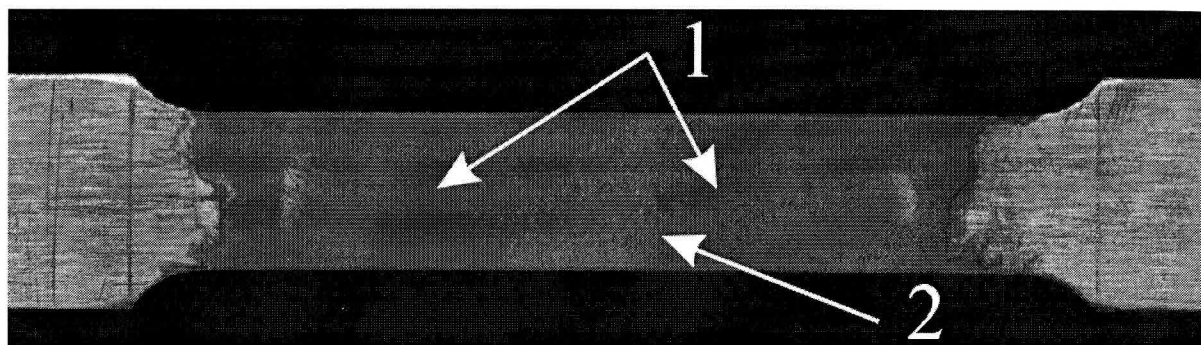


Рис. 3.18. Типові корозійні ураження області зварного з’єднання (зона розтягу):

1 – інтенсифікація корозії в близькошовній зоні; 2 – корозійна виразка вздовж границі розділу „метал – шов”; pH 1, T = 293 K, t = 600 хв.

Бачимо яскраво виражену інтенсифікацію корозії в області шва та близькошовній зоні, які відіграють роль анода. Також спостерігається

корозійна виразка вздовж границі розділу „метал – шов”, хоча, природно, не така глибока, як вздовж границі розділу „занурений метал – незанурений метал”. У зоні стиску корозійні ураження проявляються не так суттєво, оскільки стискаючі напруження ускладнюють процеси відриву йонів Fe^{2+} від поверхні та збільшують роботу виходу електрона.

Залежність загальної швидкості корозії від рН середовища та σ показано на рис. 3.19 та 3.20.

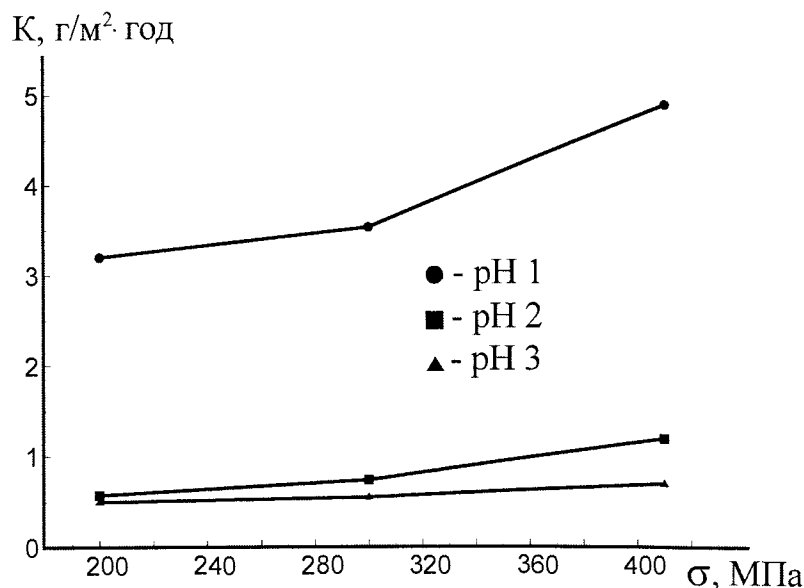


Рис. 3.19. Залежність швидкості корозії від рівня напружень: основний метал, $T = 293 K$.

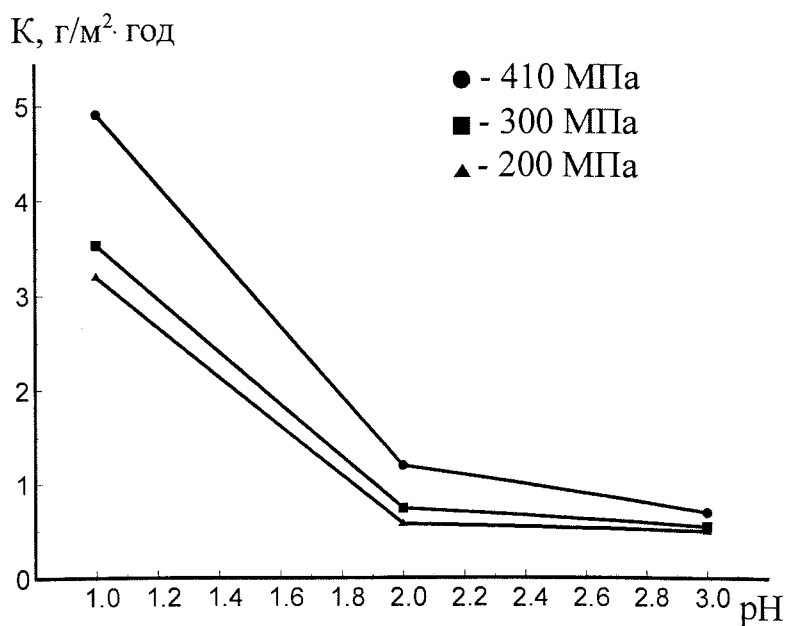


Рис. 3.20. Залежність швидкості корозії від рН середовища (б): основний метал, $T = 293 K$.

Встановлено, що роль напружень відчутно зростає зі зменшенням рН середовища, помітно впливаючи на швидкість корозії при низьких рН. Це пов'язано з утворенням субмікротріщин, первинних та вторинних мікрогальванічних елементів, які сприяють розчиненню металу газопроводу [104]. Зі збільшенням рН цей вплив зменшується, оскільки корозія з рівномірної стає місцевою, загальна швидкість якої істотно не змінюється в широкому діапазоні рН [105-107], а зміна швидкості у місцях локальних уражень відчутно не позначається на загальній втраті маси. Водночас на швидкість локальної корозії напруження і далі чинять відчутний вплив, що проявляється в помітному її збільшенні та, відповідно, поглибленні утворених пітів і виразок, особливо у зоні розтягу.

Збільшення рН, як і очікувалося, призводить до зменшення швидкості корозії спочатку логарифмічно, а потім – лінійно.

Наявність зварного з'єднання мало впливає на загальну швидкість корозії, однак суттєво прискорює локальні процеси, особливо в близькошовній зоні (рис. 3.18), що може за короткий час призвести до катастрофічних наслідків.

На основі проведених досліджень можна стверджувати, що електрохімічна корозія у кислих середовищах, підсилена механічним чинником, особливо небезпечна для підземних газопроводів і є однією з основних причин їх виходу з ладу.

3.3. Захист газопроводів від корозії на стадії проектування

При проектуванні підземних газопроводів вибір матеріалів та конструктивних рішень за рекомендаціями СНиП, чи виходячи лише із функціонального призначення, може виявитися неоптимальним.

Хоча сконструйований газопровід, в першу чергу, повинен надійно виконувати свою функціональну задачу, ця технічна функція має бути економічною та безпечною при його експлуатації протягом запланованого терміну служби, оскільки корозія може перешкодити виконанню функціональної задачі. Проектувальнику слід ознайомитися з основами вчення про електрохімічну корозію під напруженням підземних газопроводів [21, 35, 36, 51, 108], а також з відомими заходами по захисту [109-112], узгодивши це з притаманними даному об'єкту особливостями [113].

По суті, основні заходи по захисту від корозії підземних газопроводів полягають:

- в боротьбі з корозією, що розвивається;
- в попередженні або сповільненні (стримуванні [114]) корозії та зменшенні її шкідливого впливу за допомогою заздалегідь прийнятих заходів (профілактика корозії [115, 116]).

Відзначимо, що профілактика корозії є доволі перспективним засобом, який дозволяє ефективно боротися з розгерметизацією та руйнуванням систем газопостачання. По цій причині все більше і більше заходів по боротьбі з корозією підземних газопроводів, безумовно, повинно розроблятися на стадії проектування. Багатьох значних руйнувань газопроводів через корозію під напруженням (корозійну повзучість) можна було б уникнути саме в такий спосіб.

В сучасних умовах досягнення високої якості проектування трубопровідного транспорту, спряженого з вирішенням найрізноманітніших проблем, не по силах одному конструктору. Лише шляхом загального ознайомлення колективу розробників з проблемами корозії, а також розвитку тісного співробітництва і взаєморозуміння між ними, можна подолати існуючий розрив між конструкторами та спеціалістами від корозії. Корозіоністи часто мають нечітке уявлення про технічну сутність проекту, тому конструктор повинен старатися оволодіти

базовими знаннями в області корозії, щоб усвідомити необхідність боротьби з нею і зрозуміти експертів.

Отримані нами результати випробовувань зразків з матеріалу газопроводу в кислих середовищах (рис. 3.6 – 3.20) вказують на те, що на стадії проектування можна і необхідно враховувати низькотемпературну корозійну повзучість. Аналіз, систематизація та узагальнення подібних досліджень дозволить перейти від кількісних знань до емпіричних залежностей, придатних для інженерних розрахунків напружено-деформованого стану і реально прогнозувати поведінку газопроводу в період експлуатації.

Для систем „метал газопроводу – вода” та інших перспективними будуть діаграми Пурбе [115], побудовані в координатах рН – Е. Поля діаграм можуть бути розділені на зони, що відповідають корозії, імунітету, тобто неможливості корозії, та пасивності металу.

Газопроводи відносяться до оболонкових конструкцій, що працюють переважно в умовах двовісного статичного та повторно-статичного навантаження. Головними технологічними процесами при виготовленні конструкцій цього типу, крім заготівельних, складальних, контрольних, викінчувальних, є деформування та зварювання, причому останнє, в зв'язку з потужною локальною фізико-хімічною дією, викликає найістотніші зміни властивостей вихідного матеріалу, що яскраво проявляється в кислих середовищах (рис. 3.18). В зв'язку з цим, **низькотемпературну корозійну повзучість зварних з'єднань труб** в системах газопроводів можна розглядати як новий, перспективний науковий напрямок.

Висновки:

1. Вивчено фізико-механічні властивості матеріалу різних ділянок підземного газопроводу методом ступінчастого навантаження та

побудови номінальних діаграм деформації. Зроблено оцінку їх стабільності в процесі експлуатації.

2. Розкрито кінетичні особливості повзучості основного металу та зварного з'єднання труб зі сталі 10 на повітрі та в кислих середовищах з різним рН при експлуатаційних температурах і визначено параметри ОНП. Започатковано новий науковий напрямок – низькотемпературна корозійна повзучість зварних з'єднань труб.
3. Вперше на сталі газопроводу експериментально виявлено значне розширення ОНП в кислих середовищах, порівняно з повітрям, і показано, що під впливом середовища 0,1 М НСІ повзучість при $\sigma = 0,8 \sigma_{0,2}$ стає відчутною.
4. Показано вплив рН середовища та поля напружень на характер та швидкість протікання корозійних процесів. Виявлено схильність металу газопроводу до місцевої корозії з утворенням глибоких виразок вздовж границь розділу фаз.
5. Проведено порівняльний аналіз корозійних уражень основного металу та зварного з'єднання труб газопроводу. Встановлено, що в зоні зварного з'єднання проходить значна інтенсифікація локальних корозійних процесів з утворенням характерних виразок вздовж границі розділу „метал – шов”.
6. Розвинуто окремі положення теорії захисту газопроводів від корозії на стадії проектування. Показано, що профілактика корозійної повзучості є перспективним засобом, який дозволяє ефективно боротися з розгерметизацією та руйнуванням систем газопостачання.

РОЗДІЛ 4

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ТА ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ОБЛІКУ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

4.1. Вплив температури робочого та навколишнього середовища на достовірність і точність обліку газу

Широке застосування природного газу як енергоносія в комунально-побутовому секторі в зв'язку з перерозподілом структури споживання газу між промисловістю і населенням ставить додаткові вимоги до підвищення точності його обліку. За останні п'ятнадцять років прискорений технічний розвиток засобів вимірювальної техніки обліку споживання газу в побуті приніс багато нових ідей [117-121]. Однією з них є використання побутових газових лічильників з температурною компенсацією (в першу чергу мембранних та ультразвукових). Але застосування вбудованих термокомпенсаторів (механічних та електронних) суттєво збільшує вартість такого лічильника. Цей захід може бути оправданий з точки зору втрат для газозбутових організацій у випадку встановлення лічильників поза межами приміщення, особливо в осінньо-зимовий період, коли втрати при вимірюванні об'єму газу побутовими лічильниками можуть складати для газозбутових організацій до 5-8 % від всього об'єму спожитого газу. Встановлення лічильників поза межами приміщення, що характерне для наших західних сусідів (Угорщина, Словаччина, Чехія та ін.) у нашій державі практично не знайшло застосування, а тому постає питання доцільності придбання відносно дорогих лічильників з вбудованими термокомпенсаторами, які будуть встановлюватись в приміщеннях будинку чи квартири. Виходячи із теорії теплообміну реального газу в газопроводі з температурним полем ґрунту та природним температурним

подем навколишнього середовища, спробуємо теоретично визначити температуру газу на виході із лічильника, яка згідно з [122] повинна бути характерною для приведення об'єму газу до нормальних умов.

При встановленні лічильника поза межами приміщення характерними є дослідження [123], які проводили наступним чином. Мембранний лічильник типорозміру G6 встановлювали надворі, тобто поза приміщенням. Вимірювали температуру газу на вході і на виході з лічильника і порівнювали з температурою ґрунту на глибині 0,8 м (тобто в місці розташування підземних газопроводів, що прокладаються від газорозподільних пунктів) і температурою атмосферного повітря (рис. 4.1).

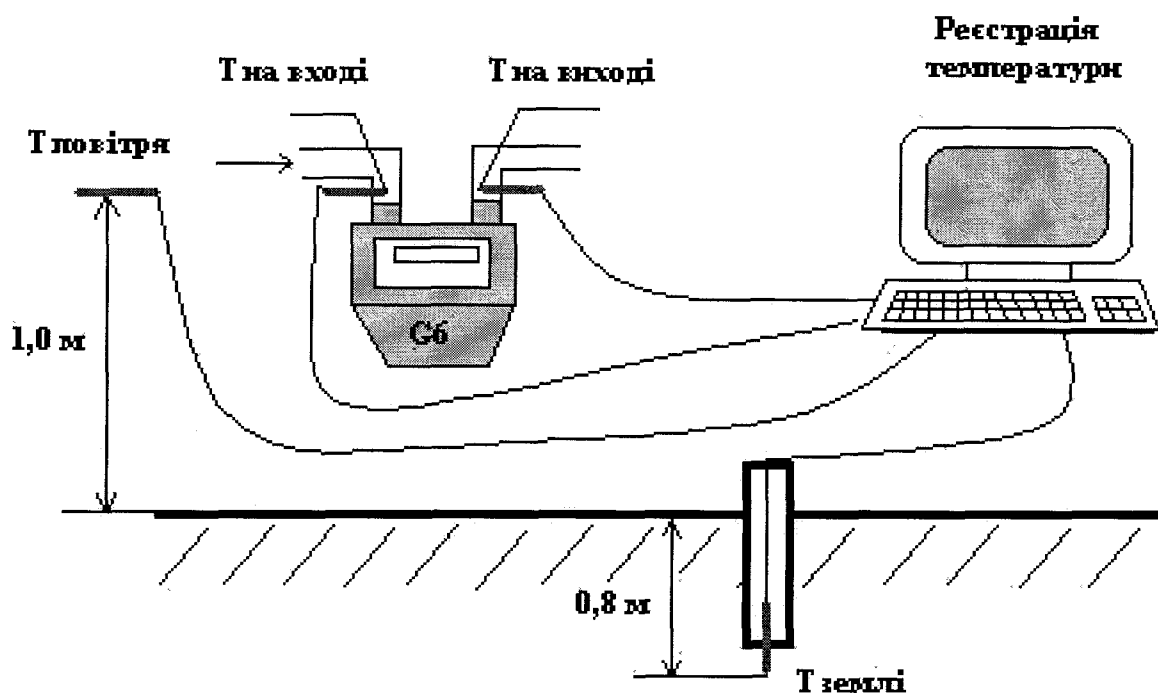


Рис. 4.1. Схема експерименту з визначення температури на виході з лічильника газу, встановленого надворі

Аналіз результатів показує (рис. 4.2), що температура газу на виході з мембранних лічильників (до максимального типорозміру G10 включно) менше ніж на $0,5^{\circ}\text{C}$ відрізняється від температури атмосферного повітря. Це пояснюється тим, що в лічильнику газ, що проходить з певною швидкістю, і внутрішня поверхня, створена камерами лічильника, роблять

можливою дуже доброю конвекцією, змушуючи працювати лічильник як теплообмінник.

Тому з достатньою ймовірністю можна приймати температуру атмосферного повітря для розрахунків при приведенні об'єму спожитого газу до нормальних умов у випадку установки лічильників газу поза межами житлового приміщення, тобто надворі. Таким чином, знаючи середню температуру атмосферного повітря в даному регіоні на протязі кожного місяця та загальне споживання в даному місяці газу комунально-побутовими споживачами, можна вирахувати поправки до показів лічильника в кожному місяці або знайти середньозважений (в залежності від об'ємів споживання) річний регіональний поправочний коефіцієнт до показів побутових лічильників газу в експлуатації за рахунок температурних похибок.

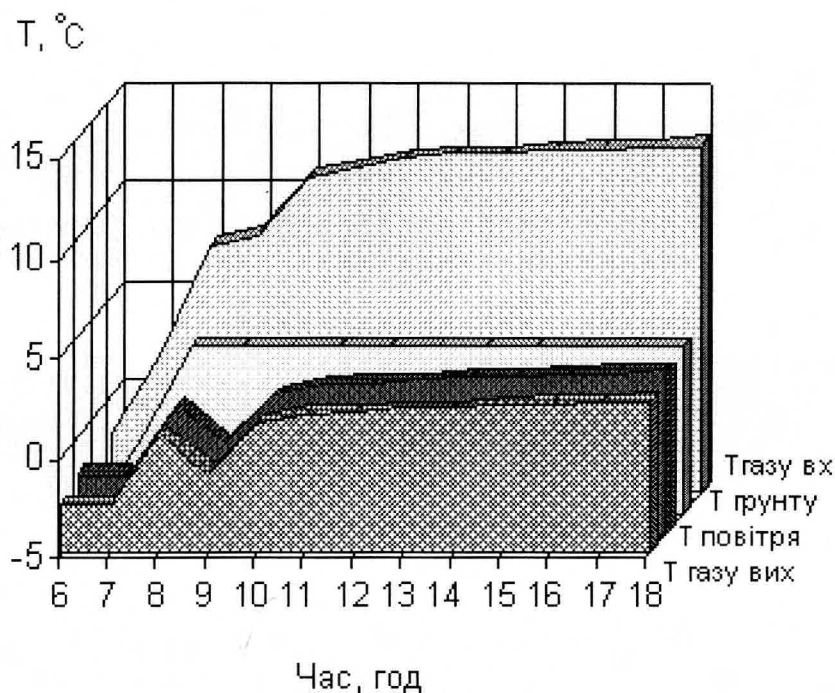


Рис. 4.2. Результати досліджень при встановленні лічильника газу надворі

Тепер спробуємо визначити температуру газу на виході з побутового лічильника, що встановлений в середині приміщення, тобто при кімнатній температурі 18-22° С.

Для цього прослідкуємо за рухом реального газу в газопроводі і визначимо зміну його температури за рахунок теплообміну з температурним полем ґрунту, природним температурним полем навколишнього середовища та повітрям навколо лічильника, встановленого в приміщенні.

Згідно [124] температура даної точки на земній поверхні в основному залежить від сонячної радіації, теплообміну між атмосферою і поверхнею землі і від випромінювання, яке віддається Землею в навколишній простір.

В роботах [27; 125] на основі функції температури повітря, яка описується рівнянням

$$T_{\text{п}} = T_{\text{сп}} + A \cos(\omega\tau - \varepsilon), \quad (4.1)$$

де $T_{\text{сп}}$, A – кліматичні характеристики для певного регіону;

τ – час;

ω , ε – параметри закону $T_{\text{п}}$,

подається формула для визначення температури ґрунту, що записується у вигляді

$$T_{\text{гр}} = T_{\text{сп}} + \Gamma_e \left(\frac{1}{h} + y \right) + \frac{Ah \cdot \exp(-\varpi'y) \cos(\omega\tau - \varepsilon - \varpi'y - \delta)}{\sqrt{(h + \varpi')^2 + \varpi'^2}}. \quad (4.2)$$

$$h = \frac{a_n}{\lambda}, \quad \varpi' = \sqrt{\varpi/(2a)}, \quad \delta = \arctg(\varpi'/(h + \varpi')), \quad \tau = (n - 1) \cdot \tau_m,$$

де α_n – коефіцієнт теплопередачі з поверхні ґрунту в атмосферу;

λ – коефіцієнт теплопровідності ґрунту;

a – коефіцієнт температуропровідності;

Γ_e – геотермічний градієнт;

y – ордината, направлена до центру Землі;

n – номер місяця в році;

τ_m – кількість годин в 1 місяці року.

Для району Івано-Франківська в роботі [125] одержано аналітичний вираз для функції T_n . З врахуванням даних Івано-Франківського обласного центру з гідрометеорології за 1961-2000 рр. та на основі багаторічних спостережень (1881-1960), які наведені в [126], нами отримано відкориговані середньомісячні температури для району Івано-Франківська, які подані в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Середньомісячні температури повітря для району Івано-Франківська

Місяці року	Середні температури, °С
Січень	-4,8
Лютий	-3,2
Березень	1,4
Квітень	7,9
Травень	13,5
Червень	16,7
Липень	18,3
Серпень	17,7
Вересень	13,5
Жовтень	8,1
Листопад	2,3
Грудень	-2,4

На основі даних таблиці знайдемо новий вираз для функції T_n [125].

Якщо температуру повітря, як і в [125], записати у вигляді (4.1) і параметр ε прийняти рівним нулю, то величина A визначатиметься за формулою

$$A = -\frac{T_{\text{лип}} - T_{\text{січ}}}{2} = -\frac{18,3 - (-4,8)}{2} = -11,55^{\circ}\text{C},$$

де $T_{\text{лип}}$, $T_{\text{січ}}$ – температури відповідно липня і січня.

Оскільки відрахунок часу йде від початку січня, то маємо рівняння $T_{\text{січ}} = T_{\text{ср}} + A$, звідси

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{січ}} - A = -4,8 - (-11,55) = 6,75^{\circ}\text{C}.$$

Таким чином, формула (1) набуває вигляду

$$T_n = 6,75 - 11,55 \cos \omega t. \quad (4.3)$$

Величина ω знаходиться з рівняння $\omega \tau_p = 2\pi$, τ_p – кількість годин в році.

$$\omega = \frac{2\pi}{\tau_p} = \frac{2\pi}{365 \cdot 24} = 0,717259 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}.$$

Прийmemo, що в кожному місяці однакова кількість годин $\tau_m = 365 \cdot 24 / 12 = 730$ год. У такому разі формулу (4.3) можна записати у дещо іншому вигляді:

$$T_n = 6,75 - 11,55 \cos(0,717259 \cdot 10^{-3} (n-1) \tau_m). \quad (4.4)$$

На рис. 4.3 зображено два графіки. Перший графік – крива середніх температур повітря в Івано-Франківську, побудована за даними багаторічних спостережень, і другий графік – апроксимуюча крива середніх температур, побудована за формулою (4.3). З рис. 4.3 видно, що аналітичний вираз (4.3) досить точно описує зміну середніх температур в

Івано-Франківську. Очевидно, що формула (4.3) може бути використана при дослідженні температурних полів навколо газопроводів.

Для розрахунку природного температурного поля в ґрунті за формулою (4.2) використаємо такі вихідні дані [125]: $\alpha_n = 10 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град})$, $\lambda = 1 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{град})$, $T_{\text{ср}} = 6,75^\circ\text{С}$, $A = -11,55^\circ\text{С}$, $\omega = 0,717259 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}$, $\Gamma_e = 0,04167 \text{ град}/\text{м}$, $a = 0,002 \text{ м}^2/\text{год}$.

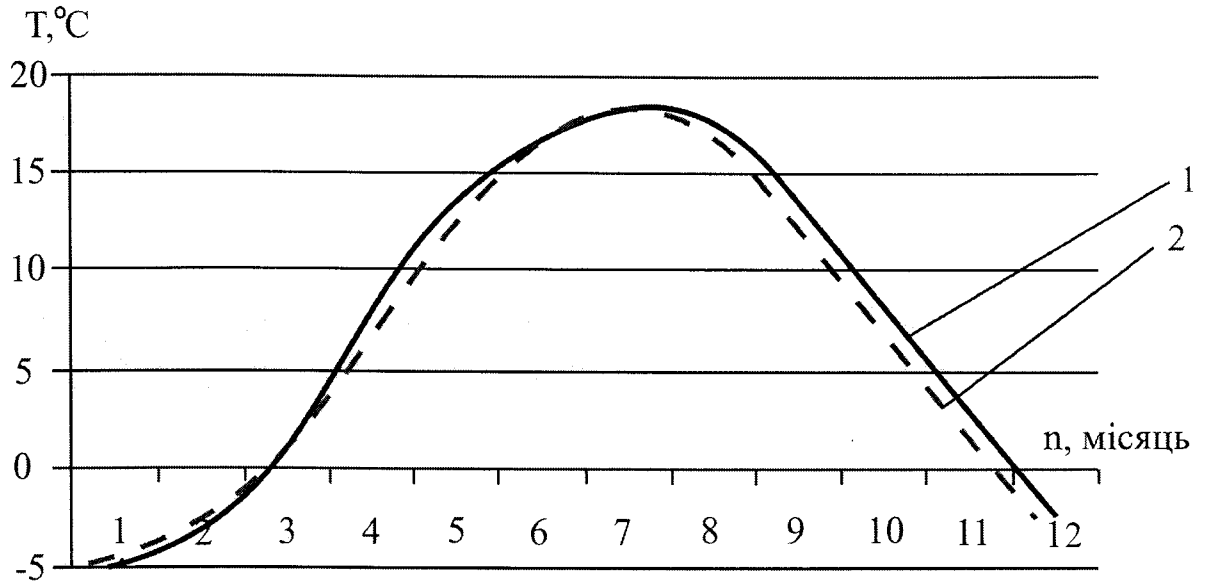


Рис. 4.3. Криві середніх температур повітря в м. Івано-Франківську

Результати розрахунку природного температурного поля ґрунту на глибині 0,8 м, де розміщуються осі газопроводів низького та середнього тиску, наведені в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Температури ґрунту на глибині 0,8 м

Місяці року	Температури ґрунту, °С
1	2
Січень	-0,54
Лютий	-1,02
Березень	0,59
Квітень	3,87
Травень	7,92

продовження таблиці 4.2

1	2
Червень	11,67
Липень	14,12
Серпень	14,6
Вересень	12,98
Жовтень	9,71
Листопад	5,65
Грудень	1,9

Використовуючи архівні дані однієї з ГРПР ВАТ „Івано-Франківськгаз” в с. Микитинці (графіки середньомісячних витрат газу комунально-побутовими споживачами та температур газу, які наведені на рис. 4.4 та 4.5), проведемо розрахунок температури в газопроводі з врахуванням природного температурного поля ґрунту на глибині 0,8 м.

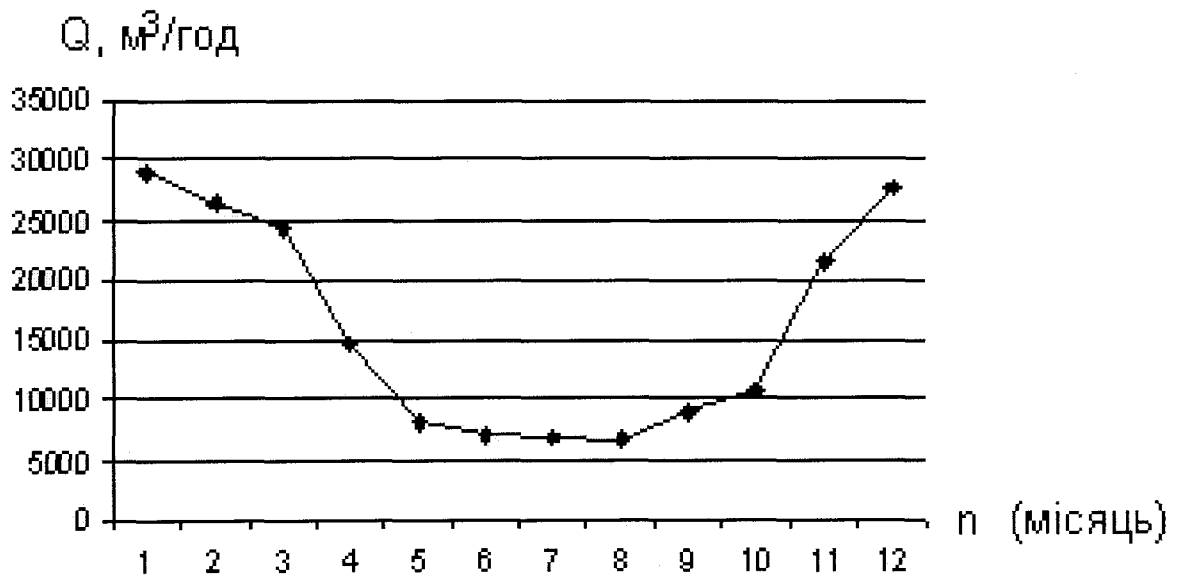


Рис. 4.4. Середньомісячні витрати газу, обліковані на ГРПР в с. Микитинці

Розрахунок температури газу в газопроводі згідно з [127] проводиться за формулою Шухова

$$T_r = T_c + (T_{\text{поч}} - T_c) \cdot \exp\left(-\frac{k\pi D_n x}{GC_p}\right), \quad (4.5)$$

де: T_r – температура газу в певній точці газопроводу;

T_c – температура середовища навколо газопроводу (грунту – для підземних газопроводів, атмосферного повітря – для надземних газопроводів та повітря в кімнаті – для ділянки газопроводу від входу в опалювальне приміщення до лічильника);

$T_{\text{поч}}$ – температура газу на початку газопроводу (підземного, надземного, кімнатного);

k – коефіцієнт теплопередачі від газу до середовища навколо газопроводу;

D_n – діаметр труби газопроводу;

x – відстань від початку до досліджуваної точки газопроводу;

C_p – питома теплоємність газу;

G – масова витрата газу на досліджуваній ділянці газопроводу.

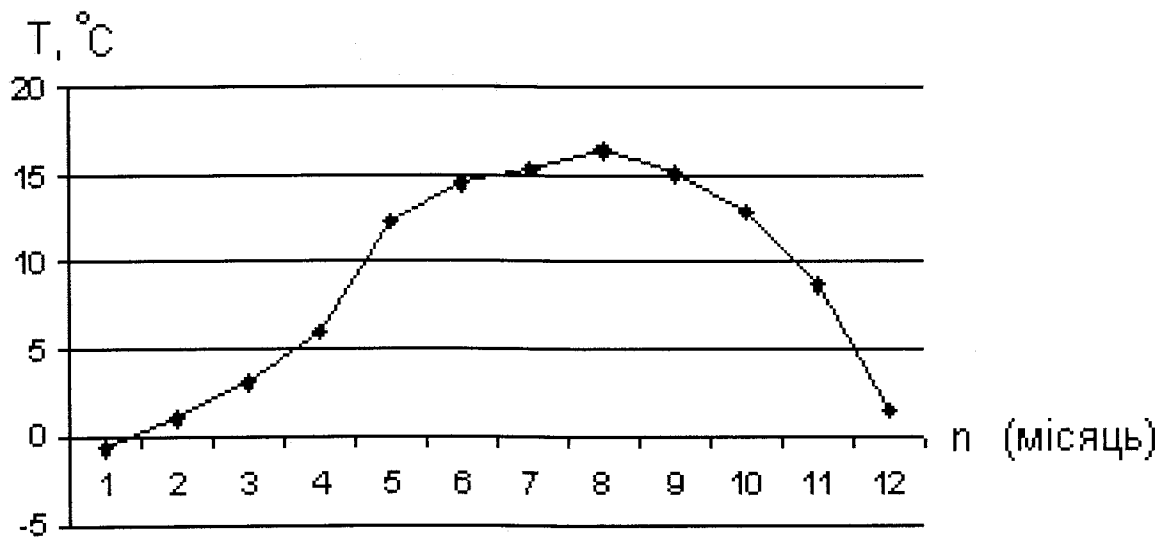


Рис. 4.5. Середньомісячні температури газу на виході з ГРПР в с. Микитинці

Для розрахунку температури в газопроводі використаємо такі вихідні дані: $D_n=0,15\text{м}$, $x=7000\text{м}$, $C_p=0,50668\text{ ккал/кг}\cdot^\circ\text{C}$.

Залежно від способу прокладання газопроводу (підземного, надземного чи кімнатного), його діаметра, значення коефіцієнта теплопередачі k буде різним.

Для випадку прокладання газопроводу під землею значення k залежить від глибини прокладання газопроводу, структури (пісок, глина) та вологості ґрунту. Для ґрунтів даного регіону значення k визначається з графіка (рис. 4.6), наведеного в роботі [126] і становить $1,25 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C}$.

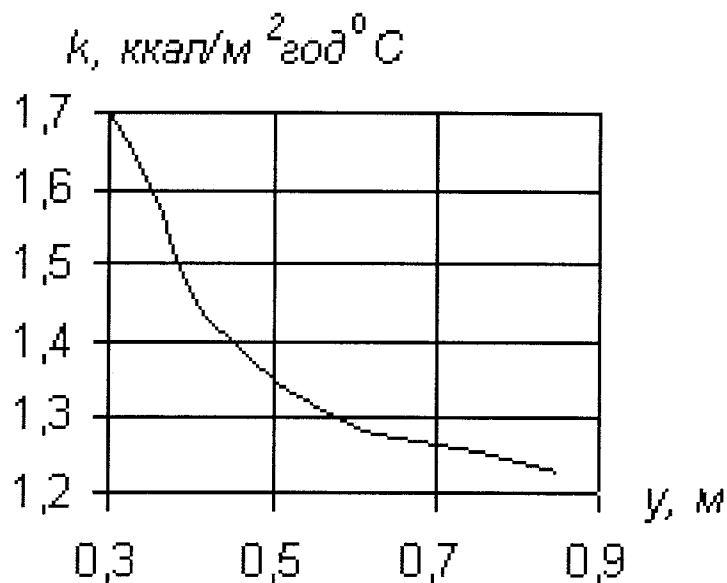


Рис. 4.6. Залежність коефіцієнта теплопередачі від глибини прокладання газопроводу

Графіки температур ґрунту та газу на початку і в кінці підземного газопроводу наведені на рис. 4.7.

На зовнішній поверхні надземного газопроводу одночасно протікають процеси теплообміну випромінюванням, конвекцією і теплопровідністю. На тепловий режим надземного газопроводу суттєво впливає сонячна радіація, швидкість і напрям вітру, температура повітря і ряд параметрів, які залежать від пори року і доби, а також від атмосферних умов.

Коефіцієнт теплопередачі від газу надземного газопроводу до навколишнього середовища визначається за номограмою, наведеною в [65], і для даного регіону становить $70 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C}$.

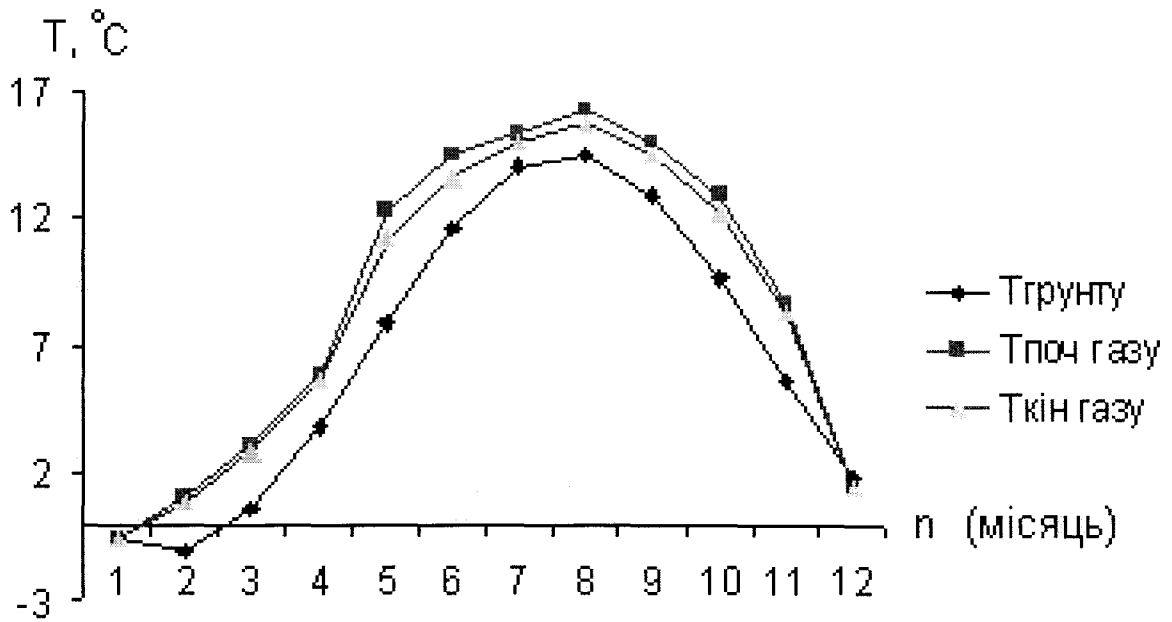


Рис. 4.7. Зміна температур ґрунту та газу в підземному газопроводі

Як свідчать результати розрахунків, в надземному газопроводі, підведеному до житлових будинків, температура газу практично досягає температури навколишнього середовища, і газ в будинки поступає з температурою, наведеною в табл. 4.1.

Розглядаючи лічильник як теплообмінник, температуру на виході з лічильника визначають за формулою, наведеною в роботі [67]

$$T_n = T_c + (T_r - T_c) \cdot \exp\left[-\left(\frac{kF}{\rho C_p Q}\right)\right], \quad (4.6)$$

де: T_r – температура газу на вході лічильника;

T_c – температура середовища (повітря в кімнаті);

k – коефіцієнт теплопередачі;

ρ – густина газу;

C_p – питома теплоємність газу;

Q – об'ємна витрата;

F – площа поверхні теплообміну в лічильнику.

Проведемо розрахунок температури газу на виході з мембранного лічильника типу МКМ G6 виробництва фірми “Premagas”, встановленого в опалювальному приміщенні на відстані до 0,5 м від входу газопроводу в приміщення, при різних об’ємних витратах споживання.

Використаємо такі вихідні дані: $\rho=0,68 \text{ кг/м}^3$, $C_p=0,50668 \text{ ккал/кг}\cdot^\circ\text{C}$, $F=0,22 \text{ м}^2$.

Коефіцієнт теплопередачі k визначаємо експериментально (рис. 2.6), проімітувавши в одній із КХТ, з якої буде здійснюватися забір повітря, температуру навколишнього середовища, а в іншій КХТ, де встановлений лічильник, температуру повітря в приміщенні ($18\text{-}22^\circ\text{C}$).

Підставивши результати експерименту (для повітря) в формулу (4.5), отримаємо коефіцієнти теплопередачі $k=9,24; 6,77; 4,83; 3,55 \text{ ккал/м}^2\cdot\text{год}\cdot^\circ\text{C}$ для витрат $Q=6; 4; 2,5; 1,6 \text{ м}^3/\text{год}$ відповідно. Підставивши отримані значення коефіцієнтів у формулу (4.6), знаходимо температури газу на виході із лічильника.

Кінцевий результат розрахунків температури газу на виході із лічильника типорозміру G6 фірми “Premagas”, встановленого у побутового споживача, поданий у вигляді графіків (рис. 4.8).

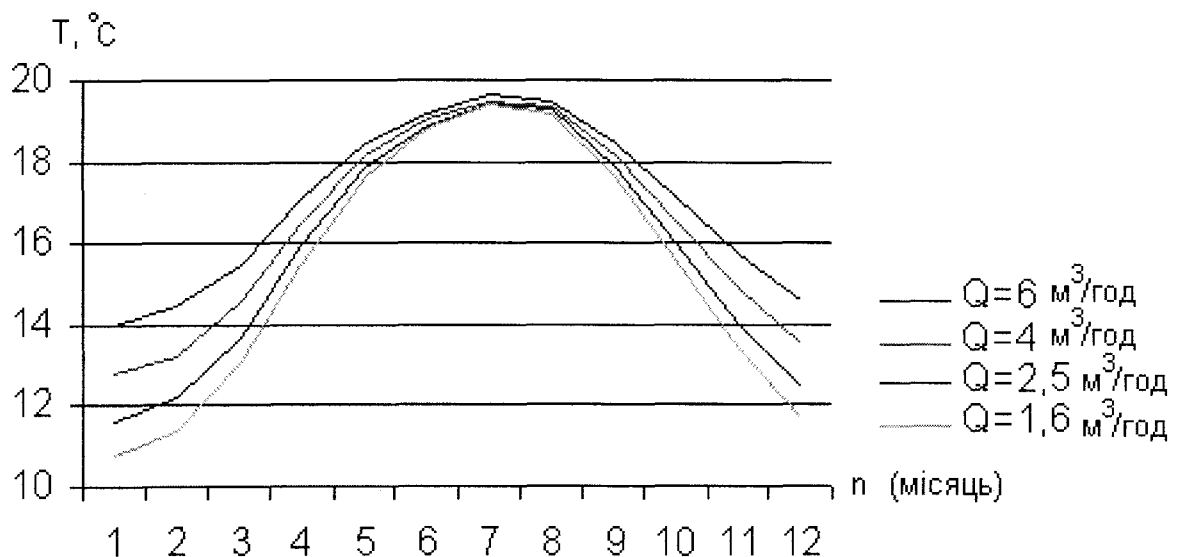


Рис. 4.8. Температури газу на виході з лічильника типорозміру G6 фірми “Premagas”

Аналізуючи результати розрахунків, можна зробити висновок, що різниця температур газу на виході з даного лічильника, встановленого в приміщенні, та температурою приведення газу до нормальних умов (20°C), при різних об'ємах споживання, може становити 9 градусів. Враховуючи, що зміна температури газу на 1°C призводить до зміни його об'єму на 0,34%, дійсний об'єм спожитого газу може бути занижений порівняно з показами лічильника на 3,06%.

Таким чином, за відомими об'ємами споживання газу в різних місяцях можна знайти середньозважені річні коефіцієнти для різних об'ємів споживання за формулою (4.7) і врахувати їх при кінцевих розрахунках за газ.

$$k = 1 + \frac{\sum_{n=1}^{12} (T_{20} - T_n) \cdot 0,34 \cdot Q_n}{\sum_{n=1}^{12} Q_n}, \quad (4.7)$$

де T_{20} – температура газу за нормальних умов,

T_n – обчислена середньомісячна температура газу,

Q_n – середньомісячна витрата газу.

Так, для району Івано-Франківська при щомісячному споживанні, наведеному на рис. 4.4, для витрат газу $Q=6; 4; 2,5; 1,6\text{м}^3/\text{год}$, облікованого лічильником типорозміру G6 фірми “Premagas” ці коефіцієнти складатимуть 1,023378; 1,021209; 1,018187; 1,013909 відповідно.

Нами також проведено експериментальні та теоретичні дослідження для визначення температури газу на виході з лічильників інших типів, які знайшли найбільше застосування в регіоні, а саме: мембранних типорозмірів G1,6MKM; G2,5MKM; G4MKM-U; G6MKM-U; G6P6-U виробництва фірми “Premagas”, G2,5 виробництва фірми “Samgas”, G4 виробництва фірми “Shlumberger” та роторних – РЛ 4 (G4); РЛ 6 (G6)

виробництва ВАТ “Івано-Франківський завод “Промприлад”, встановлених в опалювальному приміщенні.

Метою експерименту було визначення коефіцієнтів теплопередачі газу, що протікає через лічильники, та повітря навколо лічильників за допомогою непрямих вимірювань та визначення аналогічного коефіцієнта для газопроводу, що підводиться до лічильників. Найточніше числове значення коефіцієнта теплопередачі k буде визначене експериментально у випадку, коли проімітовані умови проведення експерименту найближчі до реальних [65, 70]. Величина k залежить від технологічних особливостей транспорту газу, теплофізичних характеристик середовищ, умов теплообміну тощо.

Нами вперше введено поняття узагальненого коефіцієнта теплопередачі k , що дозволило обійти ряд невивчених питань нестационарного теплообміну, які враховуються в числовому значенні k .

У нашому випадку експеримент проводився таким чином: імітувались за допомогою КХТ та вимірювались температури повітря на вході лічильника (рівні середньомісячним температурам повітря навколишнього середовища для району Івано-Франківська) та на виході з лічильника, а також температура навколишнього середовища біля лічильника, що підтримувалась на рівні 20°C. З формули (4.6) визначали коефіцієнт теплопередачі

$$k = \rho C_p Q \ln \left(\frac{T_r - T_c}{T_n - T_c} \right) / F$$

де замість даних для газу підставлялись відповідні дані для повітря: $\rho = 1,2 \text{ кг/м}^3$, $C_p = 0,24 \text{ ккал/кг}\cdot\text{°C}$.

За результатами експериментів та проведених розрахунків коефіцієнт теплопередачі становить: для мембранних лічильників – 4,7 ккал/м²·год·°C, для роторних лічильників – 10,2 ккал/м²·год·°C.

Аналогічні дослідження були проведені для ділянки трубопроводу діаметром 20 мм та довжиною 1,5 м. Визначений коефіцієнт теплопередачі з формули (4.5)

$$k = GC_p \ln \left(\frac{T_{\text{поч}} - T_c}{T_r - T_c} \right) / \pi D_H X$$

для трубопроводу становить 7,3 ккал/м²·год·°С.

За даними середньомісячних температур для району Івано-Франківська за останні 120 років (табл. 4.1) [126] та отриманими експериментально коефіцієнтами теплопередачі через поверхні теплообміну в лічильниках за формулою (4.6) та трубопроводах між входом в опалювальне приміщення та лічильником газу (діаметром 20 мм та довжинами 0,5; 1; 2; 3; 4 м) за формулою (4.5) для досліджуваних лічильників за умови, що витрата газу дорівнює їхній номінальній витраті, були обчислені середньомісячні температури газу на виході із цих лічильників, а також поправочні температурні коефіцієнти до показів лічильників.

В табл. 4.3 наведено результати для одного із досліджуваних лічильників – РЛ-6, виробництва ВАТ “Івано-Франківський завод “Промприлад”. Аналогічні результати отримані для решти досліджуваних лічильників газу.

За результатами розрахунків нами розроблено ПКГ-номограму (за першими буквами прізвищ авторів) для визначення поправочних температурних коефіцієнтів до обсягів споживання газу, облікованого в побуті мембранними та роторними лічильниками (рис. 4.9).

Порядок знаходження поправочного коефіцієнта за ПКГ-номограмою наступний. З точки А через точку перетину із шкалою температур навколишнього середовища $T_{\text{поч}}$ проводимо пряму в заданому значенні середньомісячної температури; аналогічно проводимо пряму із

Поправочні температурні коефіцієнти до показів роторного
лічильника РЛ-6

Середньомісячні температури повітря навколишнього середовища $T_{\text{поч}}, ^\circ\text{C}$		Довжина трубопроводу x , м				
		0,5	1	2	3	4
		Поправочні температурні коефіцієнти K_T				
Січень	-4,8	1,0596	1,0533	1,0427	1,0342	1,0274
Лютий	-3,2	1,0557	1,0499	1,0399	1,0320	1,0256
Березень	1,4	1,0447	1,0400	1,0320	1,0256	1,0205
Квітень	7,9	1,0291	1,0260	1,0208	1,0167	1,0134
Травень	13,5	1,0156	1,0140	1,0112	1,0090	1,0072
Червень	16,7	1,0079	1,0071	1,0057	1,0046	1,0036
Липень	18,3	1,0041	1,0037	1,0029	1,0023	1,0019
Серпень	17,7	1,0055	1,0049	1,0040	1,0032	1,0025
Вересень	13,5	1,0156	1,0140	1,0112	1,0090	1,0072
Жовтень	8,1	1,0286	1,0256	1,0205	1,0164	1,0131
Листопад	2,3	1,0425	1,0380	1,0305	1,0244	1,0196
Грудень	-2,4	1,0538	1,0481	1,0386	1,0309	1,0247

точки **Б** до перетину зі шкалою температур робочого середовища T_c навколо лічильника, наприклад повітря в опалювальному приміщенні. На перетині цих прямих отримуємо точку **В**. На шкалі довжин трубопроводу x (між входом в опалювальне приміщення та лічильником) позначаємо потрібне значення довжини трубопроводу (точка **Г**). З точки **Г** проводимо перпендикулярну пряму до перетину із кривою залежностей для встановленого у побутового споживача типу лічильника; з точки перетину проводимо перпендикуляр до шкали експонент e^{px} (значень множника – експоненти, формул (4.5) та (4.6)) і отримуємо точку **Д**. З точки **Д** через точку **В** проводимо пряму до перетину із шкалою коефіцієнтів K_T і

знаходимо відповідне числове значення поправочного температурного коефіцієнта до показів конкретного побутового лічильника газу, встановленого на певній відстані між входом в опалювальне приміщення та лічильником.

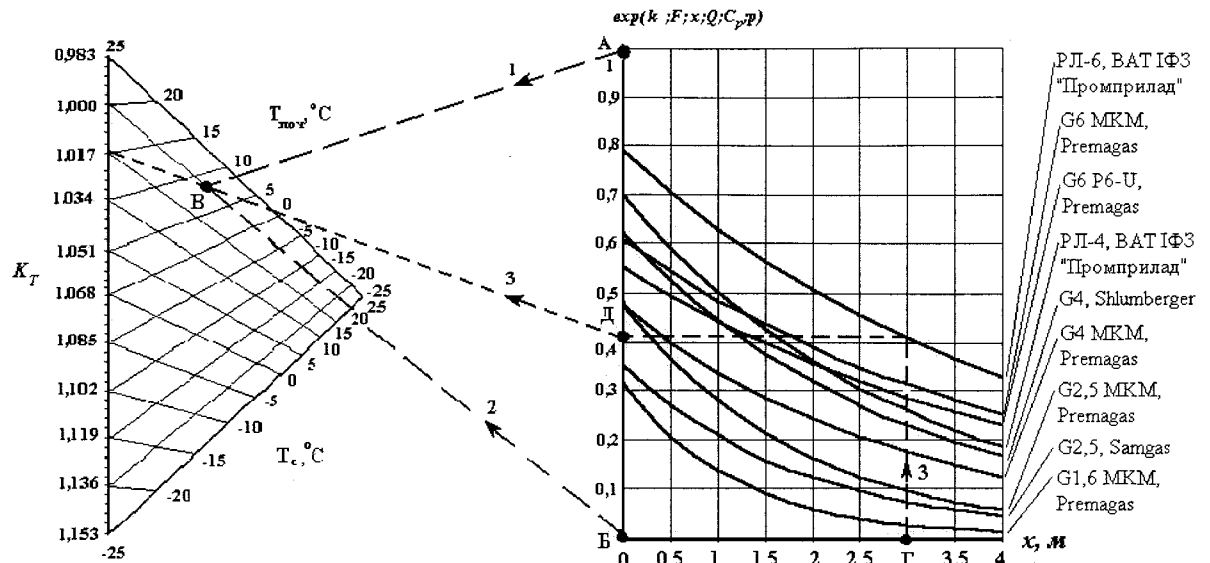


Рис. 4.9 ПКГ-номограма для визначення поправочних коефіцієнтів до обсягів споживання газу

Як бачимо, ПКГ-номограма досить зручна в користуванні і може використовуватись в комерційних цілях газозбутовими організаціями даного регіону для визначення поправочних коефіцієнтів до показів лічильників газу, що знаходяться в експлуатації. Аналогічні номограми можна розробити для інших регіонів України та будь-яких типорозмірів лічильників, які там використовуються.

4.2. Експериментальне обґрунтування доцільності використання лічильників газу в трубопроводах низького та середнього тиску

Із множини методів та засобів вимірювання витрати газу на ГРС найбільше застосування в Україні знайшов метод змінного перепаду тиску

з використанням стандартних пристроїв звуження потоку [128]. Незважаючи на застосування останнім часом високоточних перетворювачів тиску та перепаду тисків (зведена похибка до 0,1%) і температури (абсолютна похибка до 0,1°C), обчислювачів або коректорів (відносна похибка до 0,25%), похибка вимірювання витрат даним методом визначається багатьма іншими складовими, найважливішою з яких і такою, що не може бути усунена, є похибка коефіцієнта витрати σ_α звужуючого пристрою (ЗП).

За даними досліджень відносна похибка коефіцієнта витрати σ_α діафрагми залежить від її діаметра D і знаходиться в межах:

- від 0,89 до 1,19% для $D = 50$ мм;
- від 0,71 до 1,2% для $D = 75$ мм;
- від 0,58 до 1,1% для $D = 100$ мм;
- від 0,48 до 1,0% для $D = 125$ мм;
- від 0,41 до 0,95% для $D = 150$ мм;
- від 0,37 до 0,9% для $D = 175$ мм;
- від 0,35 до 0,86% для $D = 200$ мм;
- від 0,33 до 0,82% для $D = 225$ мм;
- від 0,31 до 0,7% для $D = 250$ мм.

Тому, вимірювання газових потоків на газопроводах середнього та малого діаметрів з використанням турбінних та роторних лічильників газу є більш перспективним [129, 130] в першу чергу за рахунок розширеного діапазону вимірювання витрат, що може складати 1:100 (Q_{\min}/Q_{\max}) і більше. Як і у випадку застосування методу змінного перепаду тиску, тут також необхідно застосовувати спеціальні пристрої для корекції вимірюваного значення об'єму газу з метою зведення його до стандартних умов. Але на точність вимірювань, на відміну від першого методу, тут більший вплив матимуть інструментальні складові похибки, тобто похибки засобів вимірювальної техніки, ніж методичні. Отже, мінімізація значень

допустимих граничних похибок лічильників та коректорів є основним критерієм потенційних можливостей даного методу.

Обґрунтуємо доцільність широкого впровадження лічильників для зменшення втрат газу такими фактами.

Всі лічильники газу, що виробляються за кордоном та в Україні, мають такі нормування границь відносних похибок:

- в діапазоні витрат від мінімальної до 20% від максимальної відносна похибка не повинна перевищувати $\pm 2\%$;
- в діапазоні витрат від 20% до 100% від максимальної відносна похибка не повинна перевищувати $\pm 1\%$.

Такі вимоги регламентовані міжнародними рекомендаціями OIML R32 (документ Міжнародної Організації Законодавчої Метрології “Лічильники газу турбінні та роторні”), Європейськими стандартами на турбінні та роторні лічильники, ДСТУ3867-99 “Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови”. До речі, ГОСТ 28567-65 (СТ СЭВ 5641-85), що діяв у колишньому Радянському Союзі, вимагав такого ж нормування похибки.

Наприклад, лічильник газу з верхньою межею по витраті 1000 м³/год повинен вести вимірювання об’єму залежно від витрати з абсолютними похибками, величини яких наведені в табл. 4.4.

Лічильники газу із зазначеним нормуванням похибки вважаються такими, що відповідають вимогам наказу №103 Держкомнафтогазу щодо їх застосування для комерційного обліку газу.

Вимірювальні дільниці газу із застосуванням лічильників загалом повинні мати у своєму складі: лічильник газу, прямі ділянки труб до лічильника (не менше 5 DN) та після нього (не менше 3 DN); обчислювач об’єму (кількості) газу; засоби вимірювання тиску та температури.

Вимірювальні дільниці газу із застосуванням ЗП працюють за принципом вимірювання витрати газу залежно від вимірювання перепаду тиску на ЗП. Залежність витрати від перепаду тиску загалом має вигляд

$$Q = A \cdot \sqrt{\Delta P},$$

де Q – витрата газу, м³/год;

ΔP – перепад тиску на ЗП, Па;

A – коефіцієнт пропорційності, м³/год·Па.

Таблиця 4.4

Нормоване значення відносної та абсолютної похибки лічильників газу
залежно від витрати

Витрата, %	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	5
Витрата, м ³ /год	1000	900	800	700	600	500	400	300	200	100	50
Нормоване значення відносної похибки, %	± 1									± 2	
Значення абсолютної похибки, м ³	10	9	8	7	6	5	4	3	2	2	1

Наприклад, для ділянки з ЗП для забезпечення вимірювання витрати 1000 м³/год засобом вимірювання перепаду тиску з верхньою межею 10000 Па та класом точності 0,1 (межа зведеної похибки вимірювання перепаду тиску становить ± 0,1%), вимірювання об'єму буде вестися залежно від витрати з абсолютними похибками, значення яких наведені в табл. 4.5 з виділеною зоною допустимого застосування даного методу з одним перетворювачем перепаду тиску. В даній зоні похибка вимірювання об'єму газу лічильником становить ± 1%.

Вимірювальні ділянки із ЗП повинні мати в своєму складі: ЗП; прямі ділянки труб до пристрою (не менше 12 DN) та після нього (не менше 6 DN); обчислювач об'єму (кількості) газу; засоби вимірювання тиску і температури та засіб вимірювання перепаду тиску.

Таблиця 4.5

Абсолютні похибки вимірювання об'єму залежно від витрати
на дільниці із ЗП

Витрата, %	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	5
Витрата, м ³ /год	1000	900	800	700	600	500	400	300	200	100	50
Значення перепаду тиску, Па	10000	8100	6400	4900	3600	2500	2000	900	400	100	71
Відносна похибка вимірювання тиску (витрати), %	0,10	0,12	0,16	0,20	0,28	0,40	0,63	1,11	2,50	10	40
Значення абсолютної похибки, м ³	1	1,2	1,6	2	2,8	4	6,3	11,1	25	100	400

В табл. 4.6 наведені результати розрахунку похибки вимірювання об'єму газу із застосуванням ЗП з первинним перетворювачем на 10 кПа класу точності 0,1 та лічильником газу (тут враховувалось, що тиск газу вимірюється засобом вимірювання класу точності 0,25; температура газу – термометром з абсолютною похибкою 0,1°C, а об'єм, зведений до нормальних умов, проводиться обчислювачем з відносною похибкою 0,25 %). Для розрахунку відносної похибки вимірювання тиску та сумарної похибки вимірювання витрати вимірювальної дільниці із ЗП використовували програму „Расход-НП”. Сумарну похибку вимірювання об'єму вимірювальної дільниці із лічильником газу обчислювали за формулою $\delta = (\delta_{\text{ліч}}^2 + \delta_{\text{обчис}}^2)^{0,5}$.

В табл. 4.7 наведена порівняльна характеристика роботи замірної дільниці об'єму із застосуванням ЗП та лічильника газу, з якої видно, що

вимірювання кількості газу забезпечується лічильником газу в більш широкому діапазоні і з меншою відносною похибкою, ніж із застосуванням ЗП, а у випадках вимірювання в діапазонах із співвідношенням витрат 1:50 та 1:100 виміряти кількість газу із ЗП без заміни самого ЗП неможливо, оскільки перетворювачі тиску на малі значення тиску (у нашому випадку на 4 Па) відсутні.

Таблиця 4.6

Розрахунок похибок вимірювання об'єму газу ЗД із ЗП та лічильником

Витрата Q, %	Q ²	Тиск на ЗП, Па	Відносна похибка ЗВТ, %	Відносна похибка вимірювання перепаду тиску, %,	Сумарна похибка вимірювання об'єму ВД із ЗП, %,	Сумарна похибка вимірювання об'єму ВД з лічильником, %	Різниця похибок, %
100	10000	10000	0,1	0,13	0,95	1,03	-0,08
90	8100	8100	0,123	0,16	0,96	1,03	-0,07
80	6400	6400	0,156	0,20	0,96	1,03	-0,07
70	4900	4900	0,204	0,27	0,97	1,03	-0,06
60	3600	3600	0,278	0,36	1,01	1,03	-0,02
50	2500	2500	0,4	0,52	1,08	1,03	0,05
40	1600	1600	0,625	0,81	1,26	1,03	0,23
30	900	900	1,111	1,44	1,76	1,03	0,73
20	400	400	2,5	3,25	3,41	1,03	2,38
10	100	100	10	13,00	12,98	2,02	10,96
5	25	25	40	52,00	51,74	2,02	49,72

Діапазон вимірювань дільниць із ЗП за рахунок застосування високоточних перетворювачів ΔP , P і T може бути розширений до 1:10 (в окремих випадках до 1:20), але не досягне діапазону, властивого лічильникам.

Проаналізуємо застосування лічильників газу з економічної доцільності.

Таблиця 4.7

Порівняльна характеристика роботи пристрою вимірювання витрати (об'єму) із застосуванням ЗП та лічильника газу

Витрата відносна	Співвідношення витрат	Перепад на ЗП	Відносна похибка, %	Зона роботи ЗП (витрата, %-похибка, %)			Зона роботи лічильника з похибкою \pm 1%	Зона роботи лічильника з похибкою \pm 2% при співвідношенні витрат			
				першого	другого	третього		1 : 20	1 : 30	1 : 50	1 : 100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
100	1 : 1,0	10000	0,1	100-0,10			100				
90	1 : 1,1	8100	0,12	90-0,12			90				
80	1 : 1,3	6400	0,16	80-0,16			80				
70	1 : 1,4	4900	0,20	70-0,20			70				
60	1 : 1,7	3600	0,28	60-0,28			60				
50	1 : 2,0	2500	0,40	50-0,40			50				
40	1 : 2,5	1600	0,63	40-0,63			40				
30	1 : 3,3	900	1,11	30-1,11			30				
20	1 : 5,0	400	2,50	20-2,50			20				
18	1 : 5,6	324	3,09	18-3,09				18	18	18	18
16	1 : 6,3	256	3,91	16-3,91				16	16	16	16

продовження таблиці 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
15,9	1:6,3	252,81	3,96	15,9-3,96				15,9	15,9	15,9	15,9
15,8	1:6,3	249,64	4,01		15,8-0,10			15,8	15,8	15,8	15,8
15	1:6,7	225	4,44		15-0,11			15	15	15	15
14	1:7,1	196	5,10		14-0,13			14	14	14	14
12	1:8,3	144	6,94		12-0,17			12	12	12	12
11	1:9,1	121	8,26		11-0,21			11	11	11	11
10	1:10	100	10,00		10-0,25			10	10	10	10
9	1:11	81	12,35		9-0,31			9	9	9	9
8	1:13	64	15,63		8-0,39			8	8	8	8
7	1:14	49	20,41		7-0,51			7	7	7	7
6	1:17	36	27,78		6-0,96			6	6	6	6
5	1:20	25	40,00		5-1,00			5	5	5	5
4	1:25	16	62,50		4-1,56				4	4	4
3	1:33	9	111,11		3-2,78				3	3	3
2	1:50	4	250,00			6,25				2	2
1	1:100	1	1000,00			25					1

Як зазначалося вище, вимірювальна дільниця із ЗП додатково повинна мати перетворювач перепаду тиску. Прийmemo, що обчислювач об'єму газу, перетворювачі тиску та температури в обох випадках застосовуються однакові і однакової точності та вартості (наприклад, коректор газу “Флоукор” вартістю 2000 у.о.). Економічна ефективність застосування лічильників наведена в табл. 4.8.

Таблиця 4.8

Економічна ефективність застосування лічильників

Діаметр трубопроводу, мм	Тип лічильника газу, що може застосовуватися для вимірювання об'єму	Вартість лічильника, в у.о	Вартість обчислювача об'єму газу, перетворювача тиску та температури, в у.о	Сумарна вартість замірної дільниці із лічильником газу, в у.о.	Вартість двох перетворювачів перепаду тиску кл.точ. 0,1, в у.о.	Сумарна вартість вимірювальної дільниці із ЗП, в у.о.	Відносна вартість вимірювальної дільниці з ЗП порівняно з вимірювальною дільницею з лічильником газу, %
80	ЛГ-К-80	1200	2000	3200	4000	6000	187,5
100	ЛГ-К-100	1300	2000	3300	4000	6000	181,8
150	ЛГ-К-150	1400	2000	3400	4000	6000	176,4
200	ЛГ-К-200	1700	2000	3700	4000	6000	162,1

Таким чином, застосування лічильників для вимірювання об'єму газу в трубопроводах діаметром 200 мм та менше з економічної та метрологічної точки зору доцільніше, ніж пристроїв побудованих на методі звуження потоку.

Тому одним із перших кроків в питанні підвищення точності обліку природного газу є заміна на АГРС, ГРС, у основних споживачів дільниць обліку газу, обладнаних стандартними пристроями звуження потоку та

вторинними приладами з ручною обробкою результатів вимірювання, на як мінімум аналогічні вузли з високоточними перетворювачами по ΔP , P і T та обчислювачами з розширеним (1:10; 1:20) діапазоном вимірювання або лічильниками газу в комплекті з обчислювачами (якщо дільниці модернізуються повністю або вводяться нові).

Висновки:

1. Для району Івано-Франківська одержано аналітичний вираз для функції $T_{\text{п}}$, який, виходячи з його графічної інтерпретації, з достатньою для розрахунків точністю описує зміну середніх температур повітря і може бути використаний при дослідженні температурних полів навколо газопроводів.
2. Проведено експериментальні та теоретичні дослідження для визначення температури газу на виході у лічильників різних типів (мембранних та роторних). Виявлено, що різниця температур газу на виході з даного лічильника, встановленого в приміщенні, та температурою приведення газу до нормальних умов (20°C), при різних об'ємах споживання, може становити 9°C і тоді дійсний об'єм спожитого газу знижується порівняно з показами лічильника на $\sim 3\%$.
3. Запропоновано формулу і розраховано середньозважені річні коефіцієнти для різних об'ємів споживання та обґрунтовано доцільність їх використання в кінцевих розрахунках на газ.
4. За розробленою методикою експериментально визначено коефіцієнти теплопередачі для мембранних і роторних лічильників та для газопроводу, що підводиться до лічильників. Вперше введено поняття узагальненого коефіцієнта теплопередачі.
5. Вперше розроблено ПКГ-номограму для визначення поправочних температурних коефіцієнтів до обсягів споживання газу,

облікованого в побуті мембранними та роторними лічильниками, яку рекомендується для використання в комерційних цілях газозбутовими організаціями.

6. Показано, що застосування лічильників для вимірювання об'єму газу в трубопроводах діаметром 200 мм і менше з економічної та метрологічної точок зору доцільніше, ніж пристроїв побудованих на методі звуження потоку.

ВИСНОВКИ

1. Розроблено методику дослідження корозійних процесів на підземних ділянках газопроводів та створено комп'ютеризовану установку для корозійно-механічних випробовувань з автоматичним одночасним записом під час експерименту зміни деформації та електродного потенціалу плоских зразків, виготовлених зі стінки труб, що використовуються для будівництва систем газопостачання. Розроблено методику дослідження впливу температури навколишнього та робочого середовищ на покази побутових лічильників газу, яка дозволяє для кожної комбінації температур в КХТ та для кожного значення витрати, типу та типорозміру лічильника отримувати достовірні результати і порівнювати їх з теоретичними розрахунками температурних режимів газу в реальних газопроводах.
2. Запатентовано спосіб обліку витрат газу, згідно з яким здійснюють автоматичне вимірювання параметрів потоку газу, що протікає у трубопроводі з наступним обчисленням зведених до стандартних умов витрат та об'єму. Потік газу розділюють на нерівні частини з утворенням розгалужень різної пропускної здатності, підключених до основного трубопроводу в одній точці; в кожному розгалуженні вимірюють витрату відповідного діапазону із забезпеченням вимог достатності верхньої і нижньої границь вимірювань, причому вибір конкретного розгалуження для вимірювання потоку здійснюють автоматично порівнюючим вибіркоким перемикаючим пристроєм, виходячи із умов його з'єднання з встановленими по кожному розгалуженні лічильниками через засоби перемикання потоку, що забезпечують зв'язок кожного розгалуження з коректором, який у відповідності з витратами, виміряними на вході основного

трубопроводу і параметрами тиску газу і температури на його виході по заданих алгоритмах обчислює зведену до стандартних умов витрату газу.

3. Вивчено фізико-механічні властивості матеріалу різних ділянок підземного газопроводу методом ступінчастого навантаження та побудови номінальних діаграм деформації і зроблено оцінку їх стабільності в процесі експлуатації. Розкрито кінетичні особливості повзучості основного металу та зварного з'єднання труб зі сталі 10 на повітрі та в кислих середовищах з різним рН при експлуатаційних температурах і визначено параметри ОНП. Започатковано новий науковий напрямок – низькотемпературна корозійна повзучість зварних з'єднань труб.
4. Вперше на сталі газопроводу експериментально виявлено значне розширення ОНП в кислих середовищах, порівняно з повітрям, і показано, що під впливом середовища 0,1 М НСІ повзучість при $\sigma = 0,8 \sigma_{0,2}$ стає відчутною.
5. Показано вплив рН середовища та поля напружень на характер та швидкість протікання корозійних процесів і виявлено схильність металу газопроводу до місцевої корозії з утворенням глибоких виразок вздовж границь розділу фаз. Проведено порівняльний аналіз корозійних уражень основного металу та зварного з'єднання труб газопроводу і встановлено, що в зоні зварного з'єднання проходить значна інтенсифікація локальних корозійних процесів з утворенням характерних виразок вздовж границі розділу „метал – шов”.
6. Розвинуто окремі положення теорії захисту газопроводів від корозії на стадії проектування. Показано, що профілактика корозійної повзучості є перспективним засобом, який дозволяє ефективно боротися з розгерметизацією та руйнуванням систем газопостачання.
7. Для району Івано-Франківська одержано аналітичний вираз для функції T_p , який, виходячи з його графічної інтерпретації, з

достатньою для розрахунків точною описує зміну середніх температур повітря і може бути використаний при дослідженні температурних полів навколо газопроводів. Проведено експериментальні та теоретичні дослідження для визначення температури газу на виході у лічильників різних типів (мембранних та роторних) і виявлено, що різниця температур газу на виході з даного лічильника, встановленого в приміщенні, та температурою приведення газу до нормальних умов (20°C), при різних об'ємах споживання, може становити 9°C і тоді дійсний об'єм спожитого газу знижується порівняно з показами лічильника на $\sim 3\%$.

8. Запропоновано формулу і розраховано середньозважені річні коефіцієнти для різних об'ємів споживання та обґрунтовано доцільність їх використання в кінцевих розрахунках на газ. Експериментально визначено коефіцієнти теплопередачі для мембранних і роторних лічильників та для газопроводу, що підводиться до лічильників. Вперше введено поняття узагальненого коефіцієнта теплопередачі.
9. Вперше розроблено ПКГ-номограму для визначення поправочних температурних коефіцієнтів до обсягів споживання газу, облікованого в побуті мембранними та роторними лічильниками, яку рекомендується для використання в комерційних цілях газозбутовими організаціями. Показано, що застосування лічильників для вимірювання об'єму газу в трубопроводах діаметром 200 мм і менше з економічної та метрологічної точок зору доцільніше, ніж пристроїв побудованих на методі звуження потоку.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Петришин І. С., Кузь М. В., Гончарук М. І. Вплив температурного фактора навколишнього та робочого середовища на достовірність обліку газу в комунально-побутовій сфері / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- 2002.- № 1.- С. 22-26
2. Петришин І. С., Кузь М. В., Гончарук М. І. Експериментальні дослідження процесів теплообміну робочого та навколишнього середовищ при обліку газу в побуті / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- 2002.- № 2(3).- С. 39-41
3. Петришин І. С., Гончарук М. І., Бестелесний А. Г., Прудніков Б. І. Доцільність впровадження лічильників в трубопроводах низького та середнього тиску з метою зменшення втрат природного газу при його обліку / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- 2002.- № 4(5).- С. 105-109
4. Гончарук М. І., Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я. Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу / Науковий вісник Національного Технічного Університету Нафти і Газу.- 2003.- № 1(5).- С. 54-59
5. Гончарук М. І. Аналіз причин втрат природного газу / Нафт. і газова пром-сть.- 2003.- № 1.- С. 51-53
6. Гончарук М. І. Корозія та розгерметизація газопроводів / Нафт. і газова пром-сть.- 2003.- № 2.- С. 56-57
7. Гончарук М. І., Репалюк В. І., Казанцева Н. Л. Стан та перспективи виробництва і реалізації скрапленого газу в Україні / Нафт. і газова пром-сть.- 2003.- № 3.- С. 54-56
8. Крижанівський Є. І., Гончарук М. І., Рудко В. П. Деформація металу газопроводу при тривалому статичному навантаженні / Науковий

вісник Національного Технічного Університету Нафти і Газу.- 2003.- № 1(5).- С. 31-34

9. Петришин І. С., Бестелесний А. Г., Гончарук М. І. Спосіб обліку витрат газу / Деклараційний патент № 52066А, кл. 7G01F3/00. Держдепартамент ІВ. Бюл. № 12. 16.12.2002
10. Гончарук М. І. Щодо ситуації на ринку природного газу України / Нафт. і газова пром-сть. Спец. випуск.- 2003.- С. 16-20
11. Інструкція про порядок приймання, зберігання, відпуску та обліку газів вуглеводневих скраплених для комунально-побутового споживання та автомобільного транспорту // М. Гончарук, В. Горічко, Т. Стадник, І. Варга, Ю. Кардаш, М. Нестеренко / Міністерство палива та енергетики України.- К.: 2003.- 56 с.
12. Правила створення та експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах.- К.: НАК „Нафтогаз України”, 1999.- 15 с.
13. Газометричні дослідження території Пролетарського ПСГ з метою визначення загазованості приповерхневих відкладів // Є. Д. Белих, Л. М. Давидова, І. Г. Сміслов, В. В. Самойлов, Н. І. Камалов / Нафт. і газова пром-сть.- 2003.- № 2.- С. 60-62
14. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків, Д. Ф. Тимків, Л. С. Шлапак, О. М. Ковалко; за редакцією М. П. Ковалка.- К.: Агенство з раціонального використання енергії та екології, 2002.- 600 с.
15. Розгонюк В. В., Бондаренко В. С., Огородник В. А. Реалізація політики енергозбереження в НАК „Нафтогаз України” / Нафт. і газова пром-сть.- 2003.- № 3.- С. 3-4
16. Руднік А. А. Транзитні поставки газу через територію України: проблеми та перспективи / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- 2001.- № 1.- С. 9-11
17. Харионовский В. В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов.- М.: Недра, 2000.- 467 с.

18. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др.- М.: Недра, 1988.- 368 с.
19. Reddering E. J. Uitwendige corrosie van ondergrondse leidingen en tanks // PT / Procestech.- 1990.- 45, № 11.- P. 56-60
20. Грунтоведение. Под ред. академика Е. М. Сергеева.-М.: Изд-во МГУ, 1983.- 392 с.
21. Кеше Г. Коррозия металлов. Физико-химические принципы и актуальные проблемы / Пер. с нем.- М.: Metallurgiya, 1984.- 400 с.
22. Защита металлических сооружений от подземной коррозии. Справочник / Стрижевский И. В., Зиневич А. М., Никольский К. К. и др.- 2-е изд. перераб. и доп.- М.: Недра, 1981.- 293 с.
23. Стрижевский И. В. Подземная коррозия и методы защиты.- М.: Metallurgiya, 1986.- 112 с.
24. Смарт Д. С. Коррозия трубопроводов в местах сварки / Нефть и газ.- 1996.- № 6.- С. 31-34
25. Бутырский А. П. Опыт защиты подземных сооружений от коррозии.- Уфа: Баш. кн. изд., 1988.- 104 с.
26. Киреев Д. М. Обеспечение безопасной эксплуатации разветвленной сети подземных технологических трубопроводов / Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03 / Уфимский государственный нефтяной технический у-т.- Уфа, 2002.- 20 с.
27. Дубина М. М., Красовицкий Б. А. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами.- Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1983.- 133 с.
28. Осетрова О. В., Булычев Н. С. Расчет труб, прокладываемых в грунте бестраншейным способом, на воздействие транспортных средств / Проблемы прочности материалов и сооружений на транспорте. М.: Моск. гос. ун-т пут. сообщ.- 1999.- С. 133-135
29. Зарипов Р. М., Чичелов В. А. Исследование напряженно-деформированного состояния подземного трубопровода,

- деформирующегося совместно с упруго-пластическим грунтом / Науч.- техн.сб. Сер. Трансп. и подземн. хранение газа. ОАО „Газпром.”-2002.- № 3.- С. 3-19
30. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство).- М.: Недра, 1982.- 384 с.
 31. Петров Л. М. Фізико-хімічні аспекти механіки корозійного руйнування / Фіз.- хім. механіка матеріалів.- 2001.- № 3.- С. 127-129
 32. Романив О.Н., Никифорчин Г. Н. Механика коррозионного разрушения конструкционных сплавов.- М.: Металлургия, 1986.- 296 с.
 33. Абдуллин И. Г., Гареев А. Г., Мостовой А. В. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности.- Уфа: Гилем, 1997.- 177 с.
 34. Колодій Б. І. Теоретичне дослідження взаємодії деформованого металу з корозійним середовищем / Фіз.- хім. механіка матеріалів.- 2000.- № 6.- С. 77-82
 35. Петров Л. Н. Коррозия под напряжением.- К.: Вища школа, 1986.- 142 с.
 36. Карпенко Г. В. Физико-химическая механика конструкционных материалов.- К.: Наук. думка, 1985.- Т. 1.- 228 с.
 37. Бородавкин П. П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве.- М.: Недра, 1976.- 219 с.
 38. Лютак З. П., Бойчук І. Я. Експлуатаційна надійність нафтопроводів в умовах НГВУ „Надвірнанафтогаз” / Нафт. і газова пром-сть. 2003.- № 3.- С. 38-40
 39. Улиг Г. Г., Ревы Р. У. Коррозия и борьба с ней: Введ. в корроз. науку и технику. Пер. с англ.- Л.: Химия. Ленингр. отд-ние, 1989.- 455 с.
 40. Лысенко М. П. Состав и физико-механические свойства грунтов.- М.: Недра, 1980.- 272 с.

41. Справочник по механике и динамике грунтов / В. Б. Швец, Л. К. Гинзбург, В. К. Капустин, Е. С. Швец; Под. ред. В. Б. Швеца.- К.: Будівельник, 1987.- 232 с.
42. Вадюнина А. Ф., Корчагина З. А. Методы исследования физических свойств почв.- М.: Агропромиздат, 1986.- 416 с.
43. Ивашина Ю. Г., Шпренгель Л. Е. Защита трубопроводов от коррозии.- К.: Будівельник, 1980.- 71 с.
44. Борисов Б. И. Защитная способность изоляционных покрытий подземных трубопроводов.- М.: Недра, 1987.- 128 с.
45. ГОСТ 9.602-89. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. М.: Изд. стандартов, 1989.- 51 с.
46. СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение / Госстрой СССР.- М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988.- 64 с.
47. Испытание материалов. Справочник / Под. ред. Х. Блюменауэра: Пер. с нем.- М.: Металлургия, 1979.- 448 с.
48. Панасюк В. В., Андрейкив А. Е., Партон В. З. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пособие.- К.: Наук. думка, 1988.- Т. 1.- 488 с.
49. Дмитрах І. М., Панасюк В. В. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень.- Львів: НАН України, Фіз.- мех. ін-т ім. Г. В. Карпенка, 1999.- 342 с.
50. Петров Л. Н., Сопрунюк Н. Г. Коррозионно-механическое разрушение металлов и сплавов.- К.: Наук. думка, 1991.- 216 с.
51. Стеклов О. И. Стойкость материалов и конструкций к коррозии под напряжением.- М.: Машиностроение, 1990.- 384 с.
52. Коррозия и защита от коррозии. Т. 17 / Науч. ред. Я. М. Колотыркин.- М.: ВИНТИ, 1991.- 117 с.
53. Фокин М. Н., Жигалова К. А. Методы коррозионных испытаний металлов.- М.: Металлургия, 1986.- 79 с.

54. Карпенко Г. В., Василенко И. И. Коррозионное растрескивание сталей.- К.: Техника, 1971.- 191 с.
55. Достижения науки о коррозии и технология защиты от нее. Коррозионное растрескивание металлов / Под. ред. М. Фонтана и Р. Стейла.- М.: Metallurgia, 1985.- 487 с.
56. Скрипник І. Д. Розробка методів оцінки деградації конструкційних матеріалів та їх довговічності в агресивному середовищі під тривалим статичним навантаженням: Автореф. дис. ... докт. техн. наук: 01.02.04 / НАН України, Фіз.- мех. ін-т ім. Г. В. Карпенка,-Львів, 2000; 39 с.
57. Василенко И. И., Мелехов Р. К. Коррозионное растрескивание сталей.- К.: Наук. думка, 1977.- 265 с.
58. Наумова Г. А., Овчинников И. Г. Расчеты на прочность сложных стержневых и трубопроводных конструкций с учетом коррозионных повреждений.- Саратов: Изд-во СГТУ, 2000.- 226 с.
59. Канайкин В. А., Матвиенко А. Ф. Разрушение труб магистральных газопроводов: Современное представление о коррозионном растрескивании под напряжением.- Екатеринбург: Банк культ. инф., 1999.- 187 с.
60. Работоспособность трубопроводов / Е. Е. Зорин, Г. А. Ланчаков, А. И. Степаненко, А. В. Шибнев.- М.:Недра; М.: Недра-Бизнесцентр, 2000.- 244 с.
61. Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я. Установка для комплексних досліджень малоциклової втоми матеріалу морських трубопроводів у робочих середовищах / Нафт. і газова пром-ть.- 2001.- № 5.- С. 44-45
62. Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я. Перспективи використання автоматизованих випробувальних систем з ЕОМ для оцінки корозійно-механічних властивостей матеріалів морських трубопроводів // Проблемы создания новых машин и технологий. Научные труды КГПУ. Вып. 1/2001 (10)-Кременчуг: КГПУ, 2001.- С. 21-23

63. Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я., Ровінський В. А. Удосконалена автоматизована випробувальна система з ЕОМ для дослідження корозійно-механічного руйнування // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету: Наукові праці КДПУ.- Кременчук:КДПУ, 2002.- Вип 1 (12).- С. 292-294
64. Побережний Л. Я. Закономірності деформації і руйнування морських трубопроводів при статичному та низькочастотному навантаженні: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.15.13 / Івано-Франківський національний техн. ун-т нафти і газу.-Івано-Франківськ, 2002.- 19 с.
65. Ходанович И. Е., Кривошеин Б. Л., Бикчентай Р. Н. Тепловые режимы магистральных газопроводов.- М.: Недра, 1971.- 216 с.
66. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов. Справочное пособие / Загорученко В. А., Бикчентай Р. Н., Вассерман А. А. и др.- М., Недра, 1980, 320 с.
67. Уоинг Х. Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров.- М.: Атомиздат, 1979.- 216 с.
68. Каталог. Системы и приборы контроля и учета электроэнергии, теплоэнергии, газа и водорасхода.- М.: ГУП „ВИМИ”, 2000.- 400 с.
69. Кремлевский П. П. Расходомеры и счетчики количества.- Л.: Машиностроение, 1989.- 701 с.
70. Кривошеин Б. Л. Теплофизические расчеты газопроводов.- М.: Недра, 1982.- 168 с.
71. Конвей Р. В., Максвелл В. Л., Милаер Л. В. Теория расширений.- М.: Наука, 1975.- 322 с.
72. Агапкин В. М., Кривошеин Б. Л., Юфин В. А. Тепловой и гидравлический расчет трубопроводов для нефти и нефтепродуктов.- М.: Недра, 1981.- 127 с.
73. Говдяк Р. М., Дмитренко І. І., Вілінський О. І. Сучасні засоби вимірювань для комерційного обліку витрати газу на

газовимірювальних станціях / Нафт. і газова пром.- ть.- 1998.- № 3.- С. 44-45

74. Нетесин С. Г. Ультразвуковые счетчики газа „Гобой-1” / Методи та прилади контролю якості.- 2001.- № 7.- С. 92-96
75. Бестелесний А. Г. Метрологічні можливості вузла обліку газу на основі лічильника газу / Методи та прилади контролю якості.- 2002.- № 8.- С. 58-61
76. Романів В. М., Бродин І. С. Несанкціоноване втручання в режим роботи маловитратних лічильників газу та пов'язані з цим його втрати / Методи та прилади контролю якості.- 2001.- № 7.- С. 118-121
77. Каталог фірми „Instromet” (www.instromet.com)
78. Голдовский В. Л., Головач И. И. Промышленные турбинные счетчики газа TRZ-2 / Под ред. Дудич И. И.- Ужгород, 1998.- 176 с.
79. Комплекси виміру витрат газу „Флоукек”. Проспект ТОВ „Унітек”, Івано-Франківськ, 1998.- 135 с.
80. Бородавкин П. П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов.- М.: Недра, 1984.- 245 с.
81. Анисимов Ю. И., Кульневич В. Б. Изменение механических свойств сварных соединений, находящихся длительное время под воздействием постоянной статической нагрузки / Прогресивные технологии в машиностроении: Темат. сб. науч. тр. Юж.- Урал. гос. ун-та. Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 1998.- С. 172-174
82. Григоренко П. Н. Некоторые вопросы напряженного состояния подземных трубопроводов / Автореф. дис...канд. техн. наук: 05-316 Сооруж. и экспл. нефтегазопроводов, нефтебаз и газохранилищ / Уфимский нефтяной ин-т.- Уфа, 1971.- 14 с.
83. Современные методы обеспечения надежности эксплуатации подземных трубопроводов / В. С. Погосян, В. В. Нежданов, Г. А. Газанджан.- М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1989.- 39 с.

84. Ковалко М. П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу.- К.: УЕЗ, 2001.- 288 с.
85. Сопротивление материалов деформированию и разрушению. Справочное пособие / Под ред. В. Т. Трощенко.- К.: Наук. думка, 1994.- 701 с.
86. Механическое поведение материалов при различных видах нагружения / В. Т. Трощенко, А. А. Лебедев, В. А. Стрижало, Г. В. Степнов, В. В. Кривенюк.- К.: Логос, 2000.- 571 с.
87. Бойл Дж., Спенс Дж. Анализ напряжений в конструкциях при ползучести.- М.: Мир, 1986.- 360 с.
88. Божидарник В. В., Сулим Г. Т. Елементи теорії пластичності та міцності.- Львів: Світ, 1999.- 945 с.
89. Черняк Н. И., Гаврилов Д. А. Сопротивление деформированию металлов при повторном статическом нагружении.- К.: Наук. думка, 1971.- 135 с.
90. Современные способы сварки магистральных трубопроводов плавлением / Мазель А. Г., Тарлинский В. Д., Шейнкин М. З. и др.- М.: Недра, 1979.- 256 с.
91. Загребельный В. И. Магнитный контроль напряженно-деформированного состояния сварных соединений и стальных металлоконструкций. Определение их остаточного ресурса: Обзор / Техн. диагностика и неразрушающий контроль.- 1999.- № 4.- С. 45-52
92. Пошивалов В. П. Длительная прочность и долговечность элементов конструкций.- К.: Наук. думка, 1992.- 120 с.
93. Гохфельд Д. А., Садаков О. С. Пластичность и ползучесть элементов конструкций при повторных нагружениях.- М.: Машиностроение, 1984.- 256 с.
94. Тимошенко С. П. Сопротивление материалов, Т. 1, 2.- М.: Наука, 1985.- 364 с., 480 с.

95. Фридман Я. Б. Механические свойства металлов. Часть вторая. Механические испытания. Конструкционная прочность.- М.: Машиностроение, 1974.- 368 с.
96. Разрушение. (Руководство): Пер. с англ. В 7-ми томах. Т. 4. Исследование разрушения для инженерных расчетов.- М.: Машиностроение, 1977.- 400 с.
97. Лебедев Л. О., Михалевич В. М. До теорії тривалої міцності матеріалів / Доп. НАН України. Сер. Математика, природознавство, тех. науки.- 1998.- № 5.- С. 57-62
98. Гумеров А. Г., Зайнуллин Р. С., Гумеров Р. С. Прогнозирование долговечности нефтепроводов на основе диагностической информации / Нефтяное хозяйство.- 1991.- № 10.- С. 36-37
99. Логан Х. Л. Коррозия металлов под напряжением: Пер. с англ.- М.: Металлургия, 1970.- 340 с.
100. Колотыркин Я. М. Металл и коррозия.- М.: Металлургия, 1985.- 88 с.
101. Коррозия: Справочник / Под ред. Л. Л. Шрайера: Сокр. пер. с англ.- М.: Металлургия, 1981.- 632 с.
102. Скорчеллетти В. В. Теоретическая электрохимия.- Л.: Химия, 1974.- 568 с.
103. Маттсон Э. Электрохимическая коррозия: Пер. с швед.- М.: Металлургия, 1991.- 157 с.
104. Петров Л. Н. Первичные и вторичные гальванические элементы в коррозионно-механических трещинах / Фіз.- хім. механіка матеріалів.- 1992.- № 4.- С.25-28
105. Годт Ф. Коррозия и защита от коррозии: Пер. с нем.- М.: Л.: Химия, 1966.- 847 с.
106. Гутман Э. М. Механохимия металлов и защита от коррозии.- М.: Металлургия, 1981.- 271 с.
107. Розенфельд И. Л. Коррозия и защита металлов. (Локальные коррозионные процессы).- М.: Металлургия, 1970.- 448 с.

108. Иоссель Ю. Я., Кленов Г. Э. Математические методы расчета электрохимической коррозии и защиты металлов: Справочник.- М.: Металлургия, 1984.- 272 с.
109. Стрижевский И. В. Защита подземных металлических сооружений от коррозии: Справочник.- М.: Стройиздат, 1990.- 303 с.
110. Техника борьбы с коррозией / Р. Юхневич, В. Богданович, Е. Валашковский, А. Видуховский; Пер. с польского В. И. Грибеля; Под ред. А. М. Сухотина.- Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1980.- 224 с.
111. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров / Е. И. Дизенко, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов, В. А. Юфин.- М.: Недра, 1978.- 199 с.
112. Зиневич А. М. , Глазков В. И., Котик В. Г. Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии.- М.: Недра, 1975.- 288 с.
113. Зайнуллин Р. С. Механика катастроф. Обеспечение работоспособности оборудования в условиях механохимической повреждаемости.- Уфа: МИБ СТС, 1997.- 462 с.
114. Способ „сдерживания” внешней коррозии изолированного трубопровода. Method for inhibiting external corrosion on an insulated pipeline: Пат. 6273144 США, МПК7F16L9/14. Atlantic Richfield Co, Bohon W.M., Ruschau G.R. № 09/544194; Заявл. 06.04.2000; опубл. 14.08.2001
115. Плудек В. Защита от коррозии на стадии проектирования: Пер. с англ. А. В. Шрейдера.- М.: Мир, 1980.- 438 с.
116. Коррозия и защита от коррозии. Т. 17 / Науч. ред. Я. М. Колотыркин.- М.: ВИНТИ, 1991.- 117 с.
117. Хансуваров К. И., Цейтлин В. Г. Техника измерения давления, расхода, количества и уровня жидкости, газа и пара.- М.: Изд-во стандартов, 1990.- 287 с.
118. Игуменцев Е. А. Расходомеры природного газа / Український метрологічний журнал.- 1997.- Вип. 4.- С. 46-49

119. Волосянко В. Д. Неточності у визначенні об'ємів природного газу в газорозподільній системі газопостачання / Нафт, і газова пром-сть.- 2001.- № 2.- С. 49-51
120. Петришин І. С. Стан метрологічного забезпечення обліку газу в Україні / Методи та прилади контролю якості.- 2001.- № 7.- С. 86-88
121. Бродин І. С. Точний облік витрат природного газу - запорука зменшення його втрат / Методи та прилади контролю якості.- 2001.- № 7.- С. 116-118
122. Organization Internationale de Metrologie Legale: International recommendation № 31 Diaphragm Gas Meters.- 1987.- P. 127-139
123. Bela Batyi. Why to use gas meters with temperature compensation in households ? / Metrologie.- 1998.- P 30-44
124. Гутенберг Б. Физика земных недр.- М.: Изд-во инностр. литер., 1963.- 264 с.
125. Грудз В. Я., Тутко Т. Ф. Природне температурне поле верхніх шарів ґрунту / Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції „Нафта і газ України-2000,” Т. 3.- Івано-Франківськ: Факел, 2000.- С.10-14
126. Природа Івано-Франківської області / За ред. Геренчука К. І.- К.: Вища школа, 1973.- 160 с.
127. Карслоу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел.- М.: Наука, 1964.- 488 с.
128. Пістун Є. П. Стан і перспективи розвитку обліку природного газу / Методи та прилади контролю якості.- 1999.- № 3.- С. 81-84
129. Петришин І. С. Методологічні питання підвищення точності обліку витрати та кількості природного газу / Методи та прилади контролю якості.- 1999.- № 4.- С. 86-88
130. Петришин І. С., Бестелесный А. Г. Аналіз основних причин втрат при обліку природного газу / Матеріали 6-ої Міжнародної науково-

практичної конференції „Нафта і газ України-2000,” Т. 3.- Івано-
Франківськ: Факел, 2000.- С.247-248

ДОДАТКИ



УКРАЇНА

(19) (UA)

(11) 52066 А

(51) 7 G01F3/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І
НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

Деклараційний патент на винахід

видано відповідно до Закону України
"Про охорону прав на винаходи і новітні рішення"

Голова Державного Департаменту
Інтелектуальної власності



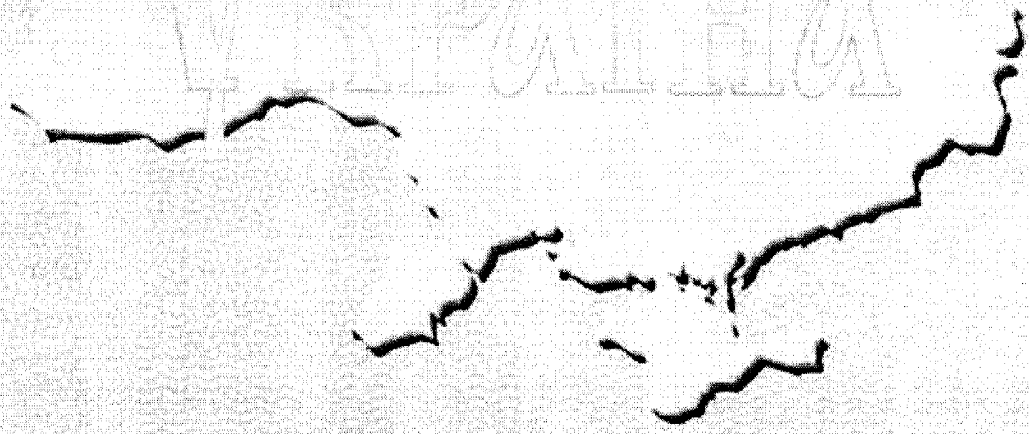
М. Паладій

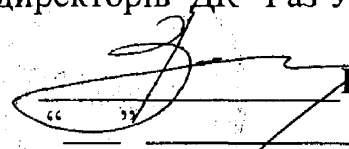
- (21) 2002020924
- (22) 05.02.2002
- (24) 16.12.2002
- (48) 16.12.2002. Бюл. № 12

(72) Петришин Ігор Степанович, Бестелесний Андрій Григорович, Гончарук Микола Миколайович

(73) Івано-Франківський державний центр стандартизації, метрології та сертифікації

(54) СПОСІБ ОБЛІКУ ВИТРАТ ГАЗУ



ЗАТВЕРДЖУЮ:Заступник голови ради
директорів ДК "Газ України"
І. Варга
" " " " 2003 р.**АКТ****про впровадження Інструкції про порядок приймання,
зберігання, відпуску та обліку газів вуглеводневих
скраплених (СВГ) для комунально - побутового
споживання та автомобільного транспорту**

Інструкція успішно впроваджена в усіх обласних та районних спеціалізованих підприємствах з газопостачання, включаючи газонаповнювальні станції (ГНС), газонаповнювальні пункти (ГНП), автогазозаправні станції (АГЗС) та автогазозаправні пункти (АГЗП).


Введенням в дію даної Інструкції встановлено порядок:

- приймання СВГ, враховуючи специфіку того, яким транспортом він надійшов залізничним або автомобільним;
- відпуску СВГ в автоцистерни та у балони;
- заправки паливних балонів автотранспортних засобів, двигуни яких працюють на СВГ;
- проведення технологічних та облікових операцій із залишками СВГ;
- проведення інвентаризації;
- приймання - здавання зміни та складання змінного звіту на АГЗС (АГЗП);
- обліку руху СВГ матеріально відповідальними особами на ГНС і ГНП.

Вказана Інструкція упорядковує облік руху ГВС підвищує контроль за їх надходженням та використанням, що, в свою чергу, дозволяє знизити обсяги непродуктивних витрат під час приймання, зберігання та відпуску ГВС і, як наслідок підвищити ефективність роботи газонаповнювальних станцій та пунктів.

Інструкція затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України та зареєстрована в Міністерстві юстиції України, що дозволяє встановити контроль на державному рівні над суб'єктами господарювання, незалежно від форм власності, за дотриманням порядку приймання, зберігання, відпуску та обліку газів вуглеводневих скраплених для комунально - побутового споживання та автомобільного транспорту.

Розробники:

Науковий керівник
д.т.н., професор

Є. Крижанівський

Здобувач



М. Гончарук

Аркуш погодження

Інструкції про порядок приймання, зберігання, відпуску та обліку газів вуглеводневих скраплених для комунально-побутового споживання та автомобільного транспорту, затвердженої наказом Міністерства палива та енергетики України від 3 червня 2002 р. № 332

"Погоджено"

Міністерство транспорту України

Васильчук Дмитро
Васильчук
29.11.02

Вихан О.І.
П.І.Б.



"Погоджено"
Державний комітет України з питань технічного регулювання та захисту життєвої політики

Л.С. Шкільник

18 лютого 2003 р.

"Погоджено"

Державний Комітет України з питань захисту прав споживачів

Заступник Голови
Державна інспекція захисту прав споживачів України

В.С.С.

В.А. Плотняков

"Погоджено"


Державний комітет України з питань житлово-комунального господарства

Заступник Голови Комітету

В.С.С.
18.02.2003
Плотняков

Вілюкський О.М.
П.І.Б.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства палива
та енергетики України
03.06.2002 № 332

Зареєстровано в Міністерстві юстиції України	
" <u>24</u> "	<u>квітня</u> 20 <u>03</u> р.
за № <u>331/4652</u>	
Керівник реєстраційного органу _____	 підпис

ІНСТРУКЦІЯ

**про порядок приймання, зберігання, відпуску та обліку газів
вуглеводневих скраплених для комунально-побутового споживання
та автомобільного транспорту**

1 Загальні положення

Ця Інструкція встановлює єдиний порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку газів вуглеводневих скраплених для комунально-побутового споживання та автомобільного транспорту і використовується на газонаповнювальних станціях (ГНС), газонаповнювальних пунктах (ГНП), автогазозаправних станціях (АГЗС) та автогазозаправних пунктах (АГЗП) незалежно від форм власності.

2 Нормативні посилання

Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність» від 11 лютого 1998 р.

Закон України «Про охорону праці» від 14 жовтня 1992 р.

Закон України «Про бухгалтерський облік і фінансову звітність в Україні» від 16 липня 1999 р.

Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку визначення розміру збитків від розкрадання, нестачі, знищення (псування) матеріальних цінностей» від 22 січня 1996 р. № 116.

Інструкція по інвентаризації основних засобів, нематеріальних активів, товарно-матеріальних цінностей, грошових коштів і документів та розрахунків, затверджена наказом Міністерства фінансів України від 11 серпня 1994 р. № 69 та зареєстрована Міністерством юстиції України 26 серпня 1994 р. за № 202/412 (далі - Інструкція по інвентаризації).

Положення (стандарт) бухгалтерського обліку 9 «Запаси», затверджене наказом Міністерства фінансів України від 20 жовтня 1999 р. № 246 та зареєстроване Міністерством юстиції України 2 листопада 1999 р. за № 751/4044.

ДСТУ 2708-99 Повірка засобів вимірювань. Організація і порядок проведення.

ДСТУ 3215-95 Метрологічна атестація засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення.

ДСТУ 3651.0-97 Метрологія. Одиниці фізичних величин. Основні одиниці фізичних величин Міжнародної системи одиниць. Основні положення, назви та позначення.

ДСТУ 4047-2001 Гази вуглеводневі скраплені паливні для комунально-побутового споживання. Технічні умови.

ДСТУ 4056-2001 Гази вуглеводневі скраплені. Методи відбирання проб.

ГСТУ 320.24370569.009-98 Гази вуглеводневі зріджені паливні для комунально-побутового споживання. Технологічні та облікові операції із залишками газу. Граничні норми втрат газу під час виконання технологічних операцій.

ГСТУ 320.00149943.016-2000 Гази вуглеводневі скраплені. Методика розрахунку втрат.

ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.

ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические требования.

ГОСТ 10679-76 Газы углеводородные сжиженные. Метод определения углеводородного состава.

ГОСТ 22387-77 Газы для коммунально-бытового потребления. Метод определения интенсивности запаха.

ГОСТ 26976-86 Нефть и нефтепродукты. Методы определения массы.

ГОСТ 27578-87 Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта. Технические условия.

ГОСТ 28498-90 Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний.

ГОСТ 28656-90 Газы углеводородные сжиженные. Расчётный метод определения плотности и давления насыщенных паров.

ГОСТ 28725-90 Приборы для измерения уровня жидкостей и сыпучих материалов.

ГОСТ 29329-92 Весы для статического взвешивания. Общие технические требования.

Правила безпеки систем газопостачання України, затверджені наказом Державного комітету по нагляду за охороною праці від 1 жовтня 1997 р. № 254 та зареєстровані Міністерством юстиції 15 травня 1998 р. за № 318/2758 (ДНАОП 0.00-1.20-98) (далі - Правила безпеки систем газопостачання).

Типове положення про навчання з питань охорони праці, затверджене наказом Державного комітету по нагляду за охороною праці від 17 лютого 1999 р. № 27 та зареєстроване Міністерством юстиції 21 квітня 1999 за № 248/3541 (ДНАОП 0.00-4-03-99) (далі - Типове положення про навчання з питань охорони праці).

Правила пожежної безпеки в Україні, затверджені наказом Міністерства внутрішніх справ України від 22 червня 1995 р. № 400 та зареєстровані Міністерством юстиції 14 липня 1995 р. за № 219/755 (ДНАОП 0.01-1-01-95) (далі - Правила пожежної безпеки).

Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджені наказом Державного комітету по нагляду за охороною праці від 9 січня 1998 р. № 4 та зареєстровані Міністерством юстиції 10 лютого 1998 р. за № 93/2533 (ДНАОП 0.00-1.21-98) (далі - Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів).

Правила користування засобами вимірювальної техніки у сфері торгівлі, громадського харчування та надання послуг, затверджені наказом Держстандарту України від 24 грудня 2001 р. № 633 та зареєстровані Міністерством юстиції 10 січня 2002 р. за № 18/6306 (ПМУ 21-2001).

Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском, затверджені наказом Державного комітету по нагляду за охороною праці від 18 жовтня 1994 р. № 104 (ДНАОП 0.00-1.07-94).

3 Позначення та скорочення, що вживаються в Інструкції

СВГ – скраплений вуглеводневий газ.

ГНС – газонаповнювальна станція.

АГЗС – автогазозаправна станція.

ГНП – газонаповнювальний пункт.

АГЗП – автогазозаправний пункт.

ЗВТ – засоби вимірювальної техніки.

АЦСГ – автомобільна цистерна скрапленого газу.

4 Засоби вимірювальної техніки для СВГ

4.1 Облік скрапленого вуглеводневого газу на ГНС та ГНП здійснюється в одиницях маси (кілограм), а на АГЗС та АГЗП - в одиницях об'єму (літр) (ДСТУ 3651.0-97).

4.2 Кількість СВГ визначається одним із методів, передбачених ГОСТ 26976-86:

- масовий – у разі визначення маси шляхом зважування на вагах для статичного зважування (ГОСТ 29329-92);

- об'ємний – у разі визначення об'єму в резервуарах бази зберігання та автоцистернах, а також для обліку СВГ під час продажу на АГЗС, АГЗП;

- об'ємно-масовий – у разі визначення маси СВГ за об'ємом і густиною в умовах фактичної температури.

4.3 Густина рідинної та парової фаз СВГ визначається залежно від компонентного складу і температури за табл. А1 - А4 ГСТУ 320.00149943.016-2000.

4.4 Компонентний склад СВГ визначається за документом про якість (паспортом) на СВГ постачальника або хроматографічним методом за ГОСТ 10679-76, за пробами, що відібрані відповідно до вимог ДСТУ 4056-2001.

4.5 Фактична температура СВГ повинна вимірюватись термометрами, встановленими на технологічних трубопроводах у спеціальних закладних конструкціях, а також може визначатися за температурою навколишнього середовища за умови, що резервуар перебуває в цьому середовищі не менше трьох годин.

4.6 Для забезпечення достовірності та єдності вимірювань маси СВГ повинні використовуватися засоби вимірювальної техніки, які допущені до застосування Держспоживстандартом України. Не допускаються до застосування ЗВТ, які не пройшли повірку або державну метрологічну атестацію, у порядку, встановленому Законом України «Про метрологію та метрологічну діяльність» та ДСТУ 2708-99 і ДСТУ 3215-95, відповідно, та такі, що не мають відтисків державного повірочного тавра або свідоцтва про державну метрологічну атестацію.

4.7 Відповідальність за комплектність та належний стан ЗВТ покладається на керівників підприємств - власників ЗВТ, які, в свою чергу, наказом призначають осіб, які здійснюватимуть щоденний контроль за ЗВТ.

4.8 Підприємства - власники ЗВТ згідно із Законом України «Про метрологію та метрологічну діяльність» складають та узгоджують із територіальними органами Держспоживстандарту перелік засобів вимірювальної техніки, що застосовуються у сфері державного метрологічного нагляду і підлягають повірці (далі - перелік ЗВТ). До переліку ЗВТ включають:

- манометри;
- рівнеміри;
- лагометри;
- термометри;
- ваги вагонні;
- ваги автомобільні;
- ваги лабораторні;
- ваги медичні;
- дозатори вагові дискретної дії для відпуску скрапленого газу побутово-комунального споживання;
- колонки для відпуску СВГ;
- резервуари, що оснащені рівнемірами і мають свідоцтва про державну метрологічну атестацію або повірку;
- лічильники, встановлені на АЦСГ.

До застосування допускаються вищевказані ЗВТ, типи яких включено до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки, допущених до застосування в Україні, або такі, що пройшли державну метрологічну атестацію у порядку, встановленому ДСТУ 3215-95.

ЗВТ, що мають електричне обладнання, допускаються до застосування у вибухонебезпечних зонах під час роботи з СВГ лише за умови, якщо вони відповідають вимогам пункту 7.3 Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів.

4.9 Керівники підприємств та особи, що відповідають за правильність проведення вимірювань і стан ЗВТ, несуть відповідальність згідно із чинним законодавством України.

4.10 У процесі своєї діяльності ГНП, ГНС, АГЗС і АГЗП повинні керуватися Правилами безпеки систем газопостачання України, чинною нормативною документацією з цих питань, а також цією Інструкцією.

5 Порядок приймання СВГ

Приймання СВГ за кількістю здійснюється згідно з вимогами чинного законодавства, цієї Інструкції та договорів про постачання.

5.1 Приймання СВГ, який надійшов залізничним транспортом

5.1.1 Приймання СВГ може здійснюватися партіями або окремими залізничними цистернами. Маса СВГ кожної залізничної цистерни перевіряється вантажоодержувачем. Після попереднього огляду кожної залізничної цистерни рекомендується провести її зважування на вагонних вагах за присутності матеріально відповідальної особи і зафіксувати вагу актом.

5.1.2 Огляд залізничних цистерн, приймання та зливання СВГ здійснюється працівниками, які призначені наказом керівника підприємства та пройшли курс спеціального навчання і перевірку знань з питань охорони праці згідно з вимогами пункту 2.1 Типового положення про навчання з питань охорони праці. Періодичність перевірки знань цих працівників проводиться не рідше одного разу на рік. Ці працівники повинні бути атестовані на знання Правил будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском (ДНАОП 0.00-1.07-94), та Правил безпеки систем газопостачання України (ДНАОП 0.00-1.20-98) в обсязі роботи, яка ними виконується.

5.1.3 У разі надходження залізничних цистерн на зливну естакаду ГНС вантажоодержувач повинен до приймання СВГ перевірити:

- відповідність фактичного номера залізничної цистерни номеру, що зазначений у накладній та документі про якість (паспорті) на СВГ;
- відсутність пошкоджень цистерни (ум'ятин, тріщин тощо) (у разі їх знаходження слід вимагати від адміністрації залізниці складання технічного акта за встановленою формою ВУ-25 або ВУ-25а);

- наявність та цілість (неушкодженість) пломби на запобіжному ковпаку цистерни.

5.1.4 Приймавши цистерну, вантажоодержувач перевіряє:

- до зняття пломб з кутових зливно-наливних вентилів (відкриваючи вентиль контролю рівня верхнього наливу з маховиком зеленого кольору) - відповідність налитого в цистерну СВГ кількості, зазначеній у накладній і документі про якість (паспорті) на СВГ. При цьому необхідно враховувати, що на відміну від більшості рідин, об'єм яких при зміні температури змінюється незначно, рідка фаза СВГ досить суттєво змінюється за об'ємом. Тому під час перевірки (перед зливом) наявності в цистерні СВГ з вентиля контролю рівня верхнього наливу (маховик зеленого кольору), можливо, не буде виходити рідка фаза, оскільки об'єм рідини зменшився із зниженням її температури відносно температури наливу. У цьому випадку приймання СВГ здійснювати відповідно до пунктів 5.1.9-5.1.12 цієї Інструкції;

- справність зливно-наливної і запірної арматури.

5.1.5 Приймання СВГ за кількістю проводять уповноважені керівником підприємства-вантажоодержувача особи, які компетентні (за видом роботи та освіти, досвіду трудової діяльності) у питаннях визначення кількості СВГ. Ці особи несуть повну відповідальність за дотримання правил приймання СВГ, встановлених цією Інструкцією.

5.1.6 Результати приймання оформляються актом приймання СВГ за кількістю, який складається в день прибуття вантажу на ГНС та затверджується керівництвом підприємства не пізніше наступного дня після його складання за формою № 1-ГС (додаток 1).

5.1.7 Якщо приймання проводилося у вихідний чи святковий день, акт приймання має бути затверджений в перший робочий день після вихідного або святкового дня.

Акт підписується особами, хто брали участь у прийманні СВГ. Особи, що підписують акт, повинні бути попереджені про відповідальність за достовірність даних, які викладені в ньому.

Акт складається в двох, а в разі подання претензії постачальнику (або залізниці) - в трьох примірниках, при цьому обов'язковим є додавання копії телеграми про виклик представника вантажовідправника для участі в прийманні СВГ.

Уся кількість СВГ, що надійшла на підприємство в залізничних цистернах, зазначається у журналі оперативного обліку СВГ за формою № 2-ГС (додаток 2) і, після надання матеріально відповідальною особою звіту в бухгалтерію, оприбутковується за бухгалтерським обліком.

5.1.8 Якщо вантажоодержувач установить, що кількість продукту, налитого в цистерну, не відповідає кількості, яка зазначена в накладній та документі про якість (паспорті), оформленому у відповідності до ДСТУ 4047-2001, фактична

маса СВГ повинна бути визначена на вагонних вагах. Зважування проводиться в статичному режимі без розчеплення цистерн. Допустима похибка залізничних ваг не повинна перевищувати 0,1 %.

5.1.9 У разі встановлення нестачі з вини вантажовідправника матеріально відповідальна особа припиняє приймання СВГ і повідомляє про це керівника свого підприємства. Нестача встановлюється у разі перевищення різниці ваги відправленого та отриманого СВГ величини природних втрат газу за час транспортування, визначених згідно з ГСТУ 320.00149943.016-2000, з урахуванням похибки ваг. Одночасно з припиненням приймання вантажоодержувач зобов'язаний викликати представника вантажовідправника для участі в прийманні та складанні двостороннього акта, якщо інше не передбачене умовами договору або постачання. При цьому матеріально відповідальна особа повинна забезпечити зберігання СВГ, а також вжити заходів, що унеможливають погіршення його якості.

У разі перебування вантажовідправника і вантажоодержувача в одному населеному пункті представник вантажовідправника за викликом вантажоодержувача повинен прибути не пізніше наступного дня після отримання виклику, якщо у договорі не зазначено інший термін.

Іногородній вантажовідправник зобов'язаний не пізніше наступного дня після отримання виклику від вантажоодержувача повідомити факсом або іншим засобом зв'язку про направлення представника для участі в прийманні СВГ за кількістю.

Представник іногороднього вантажовідправника повинен прибути не пізніше триденного терміну після отримання виклику, якщо інший термін не передбачений умовами постачання або договором.

5.1.10 Вантажовідправник може уповноважити для участі в прийманні вантажоодержувачем СВГ підприємство, фірму або фізичну особу, що перебуває у місці приймання вантажу. У цьому випадку посвідчення представникові видається підприємством, що його призначило. У посвідченні мають бути зазначені посилання на документ, яким вантажовідправник уповноважив це підприємство, фірму, фізичну особу брати участь у прийманні СВГ за кількістю.

5.1.11 У разі неприбуття представника вантажовідправника в обумовлений термін та у випадках, коли виклик представника вантажовідправника не є обов'язковим (за умовами договору на постачання), приймання СВГ здійснюється комісією, призначеною наказом керівника підприємства або організації, уповноваженої виконувати дії з визначення кількості СВГ.

5.1.12 Представникові, який уповноважений брати участь у прийманні СВГ за кількістю, видається належним чином оформлене та засвідчене печаткою підприємства разове посвідчення за підписом керівника підприємства або його заступника.

У посвідченні на право участі в прийманні СВГ за кількістю зазначається:

- дата видачі посвідчення та його номер;
- прізвище, ім'я та по батькові, місце роботи і посада особи, якій видане посвідчення;

- найменування підприємства, яке призначає представника;

- найменування продукції, яку приймає уповноважений представник.

Посвідчення видається на право участі у прийманні конкретної партії СВГ. Видача посвідчення на визначений термін не допускається.

Посвідчення, що видане з порушенням вищезгаданих вимог, є недійсним.

5.1.13 Після закінчення зливання СВГ із залізничної цистерни, що встановлюється за припинення появи рідини із вентиля контролю зливу, необхідно через кутовий вентиль відкачати з цистерни парову фазу. Залишковий тиск в цистерні повинен становити не менше 0,07 МПа (0,7 кгс/см²).

5.1.14 Від'єднавши зливно-наливні пристрої, необхідно заглушити кутові вентиля, накрутити заглушки на контрольні вентиля, закрити фланець з арматурою запобіжним ковпаком, закріпити його та опломбувати.

5.1.15 Послідовність проведення технологічних операцій під час зливання СВГ із залізничної цистерни та здійснення при цьому заходів із забезпечення безпеки праці визначається інструкціями з охорони праці, розробленими та затвердженими згідно з вимогами статті 13 Закону України «Про охорону праці».

5.1.16 За відсутності вагонних ваг дозволяється приймання СВГ за кількістю шляхом його перекачування в АЦСГ із подальшим їх зважуванням на автомобільних вагах середнього класу точності згідно з ГОСТ 29329-92.

5.1.17 Допускається проводити приймання СВГ за кількістю об'ємно-масовим методом, при цьому необхідно визначати об'єм скрапленого газу і його густину за ГСТУ 320.00149943.016-2000.

5.1.18 Порожні залізничні цистерни направляються на станцію їх приписки за повними перевізними документами. Залишковий тиск у цих цистернах повинен становити не менше 0,07 МПа (0,7 кгс/см²).

Накладні на порожні залізничні цистерни оформляє вантажоодержувач, який зобов'язаний в графі «Найменування вантажу» зазначити: «Порожня цистерна з під (вказує повне найменування вантажу). Тиск у посудині цистерни ... МПа (... кгс/см²)» (зазначається конкретне значення тиску, яке повинно бути не менше 0,07 МПа (0,7 кгс/см²)).

5.2 Порядок приймання СВГ, що надійшов автомобільним транспортом

5.2.1 Огляд автоцистерн, приймання та зливання СВГ здійснюються працівниками, які призначені наказом керівника підприємства та пройшли курс спеціального навчання і перевірку знань з питань охорони праці згідно з вимогами пункту 2.1 Типового положення про навчання з питань охорони праці.

Періодичність перевірки знань цих працівників проводиться не рідше одного разу на рік. Ці працівники повинні бути атестовані на знання Правил будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском (ДНАОП 0.00-1.07-94), та Правил безпеки систем газопостачання України (ДНАОП 0.00-1.20-98) в обсязі роботи, яка ними виконується.

5.2.2 Приймання СВГ, що надійшов автомобільним транспортом від постачальників, проводиться вантажоодержувачем на підставі видаткових та товаротранспортних накладних (типова форма № 1-ТН, затверджена наказом Міністерства транспорту та Міністерства статистики України від 29.12.1995 р. № 488/346 «Про затвердження типових форм первинного обліку роботи вантажного автомобіля») та документів про якість (паспортів) на СВГ, оформлених у відповідності до ДСТУ 4047-2001, з обов'язковим складанням акта приймання за кількістю СВГ, що надійшов автомобільним транспортом, за формою № 3-ГС (додаток 3).

Видаткова та товаротранспортна накладні є підставою для оприбуткування СВГ за складським та бухгалтерським обліком підприємства.

5.2.3 Маса СВГ в автоцистерні визначається за різницею ваги автоцистерни до і після зливання СВГ. Вагу автоцистерн визначають на автомобільних вагах середнього класу точності згідно з ГОСТ 29329-92.

5.2.4 Інформація про кількість СВГ, що надійшов на підприємство в автоцистернах, зазначається у журналі оперативного обліку СВГ за формою № 2-ГС і після здавання звіту матеріально відповідальною особою в бухгалтерію оприбутковується за бухгалтерським обліком.

5.2.5 У разі встановлення нестачі з вини вантажовідправника (постачальника) приймання СВГ проводиться відповідно до пунктів 5.1.9-5.1.12 цієї Інструкції.

5.2.6 Під час внутрішньогосподарських перевезень СВГ приймання і оприбуткування за складським та бухгалтерським обліком проводиться на підставі видаткових та товаротранспортних накладних. У разі виявлення нестачі СВГ приймання проводиться тільки за участю керівника підприємства або його заступника із складанням акта про нестачу СВГ, що виникла під час внутрішньогосподарських переміщень за формою № 4-ГС (додаток 4), у трьох примірниках.

5.2.7 Перед зливанням СВГ необхідно:

- перевірити наявність пломб на зливних штуцерах автоцистерни;
- перевірити поворотним покажчиком рівня відсоток заповнення цистерни;
- перевірити рукави, що призначені для зливання скрапленого газу, переконавшись у справності технологічних трубопроводів, запірної арматури, засобів вимірювань, засобів пожежогасіння;
- встановити АЦСГ на ваги, провести зважування, зазначити у журналі оперативного обліку фактичну вагу автомобіля з газом.

Після цього необхідно:

- установити автоцистерну в зручне для з'єднання рукавів положення;
- виключити двигун автоцистерни і передати ключ від замка запалювання відповідальній за злив особі;
- перевірити фіксування автомобіля колодками-клинами;
- перевірити заземлення гумотканинних рукавів;
- заземлити автоцистерну;
- під'єднати один кінець рукава до штуцера парової фази автоцистерни, а другий - до штуцера парової фази зливної колонки;
- під'єднати один кінець рукава рідкої фази до штуцера рідкої фази автоцистерни, а другий - до штуцера рідкої фази зливної колонки;
- відкрити вентиль парової фази на автоцистерні, перевірити обмилуванням герметичність з'єднань рукава, після чого відкрити запірний пристрій на зливній колонці;
- відкрити вентиль рідкої фази автоцистерни, перевірити обмилуванням герметичність з'єднань рукава, потім плавно і повільно відкрити запірний пристрій рідкої фази на колонці;
- подати сигнал машиністу насосно-компресорного відділення на включення обладнання;
- розпочати зливання СВГ в резервуар бази зберігання;
- за вібрацією рукава переконатися в тому, що СВГ зливається;
- після закінчення зливання СВГ із АЦСГ, що встановлюється за припиненням появи рідини із вентиля контролю зливу, необхідно відкачати з цистерни парову фазу СВГ до залишкового тиску всередині цистерни не менше 0,05 МПа (0,5 кгс/см²);
- подати сигнал машиністу насосно-компресорного відділення про необхідність виключення обладнання;
- закрити запірні пристрої рідкої та парової фаз СВГ на зливній колонці та АЦСГ;
- закрити запірні пристрої на кінці рукавів, обладнаних такими пристроями;
- відкрити, у випадку використання гумотканинних рукавів, запірні пристрої свічок і випустити залишки СВГ;
- від'єднати рукави від зливних штуцерів вентилів АЦСГ;
- заглушити на АЦСГ штуцери вентилів рідкої та парової фаз СВГ спеціальними заглушками і опломбувати їх;
- перевірити мильною емульсією щільність закриття і герметичність вентилів АЦСГ;
- зняти заземлення;
- встановити АЦСГ на ваги, провести зважування і зазначити в журналі оперативного обліку фактичну вагу порожнього автомобіля.

У літній період, коли тиск газу в автоцистерні значно вищий, ніж у резервуарах, дозволяється зливати СВГ у резервуари тільки через рукав рідкої фази.

5.2.8 Послідовність проведення технологічних операцій під час зливання СВГ з автоцистерни та здійснення при цьому заходів із забезпечення безпеки праці визначається інструкціями з охорони праці, розробленими та затвердженими згідно з вимогами статті 13 Закону України «Про охорону праці».

6 Порядок відпуску СВГ

6.1 Порядок відпуску СВГ в автоцистерни

6.1.1 Відпуск СВГ в автоцистерни здійснюється працівниками, які призначені наказом керівника підприємства та пройшли курс спеціального навчання і перевірку знань з питань охорони праці згідно з вимогами пункту 2.1 Типового положення про навчання з питань охорони праці. Періодичність перевірки знань цих працівників проводиться не рідше одного разу на рік. Ці працівники повинні бути атестовані на знання Правил будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском (ДНАОП 0.00-1.07-94), та Правил безпеки систем газопостачання України (ДНАОП 0.00-1.20-98) в обсязі роботи, яка ними виконується.

6.1.2 Перед наповненням автоцистерни СВГ відповідальна особа повинна ретельно оглянути зовнішні поверхні арматури та заглушок цистерни, перевірити наявність залишкового тиску в резервуарі та відповідність автоцистерни вимогам, що встановлені Правилами будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском (ДНАОП 0.00-1.07-94).

6.1.3 СВГ відпускається у технічно справні автоцистерни після подання водієм паспорта (або його дубліката) на посудину, оформленого згідно з ДНАОП 0.00-1.07-94, в якому, поряд з іншими технічними характеристиками, зазначена дійсна місткість цистерни, та визначення на вагах маси автомобіля без газу.

6.1.4 Під час відпуску СВГ в автоцистерну оператор ГНС (ГНП) зобов'язаний:

- перевірити фіксування автомобіля колодками-клинами;
- перевірити заземлення гумотканинних рукавів;
- заземлити автоцистерну;
- гумотканинні рукави рідкої та парової фаз СВГ наповнювальної колонки під'єднати до штуцерів вентилів для наливу СВГ;
- повільно та плавно, без ривків, відкрити вентиль рідкої фази на колонці;
- подати сигнал машиністу насосно-компресорного відділення на включення обладнання;
- за вібрацією рукава переконатися в тому, що цистерна наповнюється СВГ;

- у разі наближення рівня СВГ до 85-відсоткового наповнення перевірити контрольним вентилям показання показника рівня СВГ;
- подати сигнал машиністу насосно-компресорного відділення про необхідність відключення обладнання;
- у разі появи із контрольного вентиля струменя СВГ негайно закрити вентиль колонки на трубопроводі рідкої фази СВГ;
- закрити запірні пристрої рідкої та парової фаз СВГ на зливній колонці та АЦСГ;
- закрити запірні пристрої на кінці рукавів, обладнаних такими пристроями;
- відкрити, у разі використання гумотканинних рукавів, запірні пристрої свічок і випустити залишки СВГ;
- від'єднати рукави від зливних штуцерів вентилів АЦСГ;
- заглушити на АЦСГ штуцери вентилів рідкої та парової фаз СВГ спеціальними заглушками і опломбувати їх;
- перевірити мильною емульсією щільність закриття і герметичність вентилів АЦСГ;
- зняти заземлення;
- встановити автоцистерну на ваги, провести зважування і записати в журнал відпуску СВГ в автоцистерни за формою № 5-ГС (додаток 5) масу відпущеного СВГ, після чого провести пломбування вентилів.

6.1.5 Під час наповнення автоцистерни необхідно:

- уважно слідкувати за рівнем рідкої фази СВГ. Ступінь наповнення автоцистерни повинен складати не більше 85 % об'єму посудини автоцистерни;
- постійно слідкувати за тиском парової фази СВГ за манометром наповнювальної колонки (тиск газу повинен бути в межах 1,2-1,6 МПа, або 12-16 кгс/см²);
- слідкувати за герметичністю арматури, трубопроводів і фланцевих з'єднань;
- підтримувати зв'язок з машиністом насосно-компресорного відділення

6.1.6 Знімати заглушки зі зливних штуцерів цистерни дозволяється тільки після зупинки двигуна.

6.1.7 Вмикати двигун автоцистерни дозволяється не раніше ніж через 10 хвилин після наповнення цистерни, від'єднання гумотканинних рукавів і встановлення заглушок на штуцери.

6.1.8 У разі переповнення резервуару автоцистерни надлишок СВГ повинен бути злитий у резервуар для зливання важких залишків або відкачаний за допомогою компресора в незаповнені резервуари парку зберігання.

6.1.9 У разі підвищення тиску на колонці більше 1,6 МПа (16 кгс/см²) оператор зобов'язаний негайно зупинити наповнення і вжити термінових заходів, передбачених ДНАОП 0.00-1.20-98, щодо негайного зниження тиску всередині посудини АЦСГ. У цей час не допускається в'їзд (виїзд) автомашин до наповнювальних колонок і вмикання двигунів автомашин.

6.1.10 У разі виявлення витoku газу на наповнювальних колонках наповнювання автоцистерн оператор ГНС (ГНП) зобов'язаний негайно припинити налив газу, перекрити запірні пристрої на колонках, повідомити про цей випадок майстра або керівництво ГНС (ГНП) і вжити заходів для усунення витoku газу. Не допускати в'їзд (виїзд) автомашин до наповнювальних колонок і вмикання двигунів автомашин. Перекрити запірні пристрої в насосно-компресорному відділенні.

6.1.11 У разі виявлення витoku газу з гнучких гумотканинних рукавів або їх розриву оператор ГНС (ГНП) зобов'язаний негайно припинити налив СВГ, перекрити запірні пристрої на наповнювальній колонці і автоцистерні, повідомити про даний випадок майстра або керівництво ГНС (ГНП) та вжити заходів для усунення витoku газу. Не допускати в'їзд (виїзд) автомашин до наповнювальних колонок і вмикання двигунів автомашин.

6.1.12 Послідовність проведення технологічних операцій під час відпуску СВГ в автоцистерні та здійснення при цьому заходів із забезпечення безпеки праці визначається інструкціями з охорони праці, розробленими та затвердженими згідно з вимогами статті 13 Закону України «Про охорону праці».

6.1.13 Кількість відпущеного СВГ в автоцистерні оформляється видатковими і товаротранспортними накладними (типова форма № 1-ТН), документами про якість (паспортами) на СВГ.

6.1.14 Маса СВГ, який відпущено, визначається розрахунковим методом (маса бруutto мінус маса тари) шляхом зважування АЦСГ до наповнення її (маса тари) та після наповнення її СВГ (маса бруutto) на автомобільних вагах середнього класу точності згідно з ГОСТ 29329-92. Під час зважування СВГ в АЦСГ і порожньої тари обов'язковою є присутність матеріально відповідальних осіб, які відповідають за відпуск і приймання СВГ.

6.1.15 Видаткові і товаротранспортні накладні (ТН) виписуються в 4 примірниках, з яких :

- два залишаються у відповідальній особи і є первинними документами складського обліку із подальшим передаванням їх до бухгалтерії підприємства;
- інші два вручаються представнику вантажоодержувача, які є супровідними документами вантажу та забезпечують облік транспортної роботи.

6.1.16 Видаткові накладні і ТН на відпущений СВГ з ГНС або ГНП матеріально відповідальна особа передає до бухгалтерії не пізніше наступного дня разом з реєстром, який складається в двох примірниках. Реєстр підписує матеріально відповідальна особа і бухгалтер.

6.2 Порядок відпуску СВГ у балони

6.2.1 Наповнення балонів СВГ здійснюється працівниками, які призначені наказом керівника підприємства та пройшли курс спеціального навчання і перевірку знань з питань охорони праці згідно з вимогами пункту 2.1 Типового

положення про навчання з питань охорони праці. Періодичність перевірки знань цих працівників проводиться не рідше одного разу на рік. Ці працівники повинні бути атестовані на знання Правил будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском (ДНАОП 0.00-1.07-94), та Правил безпеки систем газопостачання України (ДНАОП 0.00-1.20-98) в обсязі роботи, яка ними виконується.

6.2.2 На паспортній табличці кожного балона, що надходить для наповнення, повинні бути чітко вибиті такі дані:

- товарний знак підприємства - виробника балона;
- заводський номер балона;

- фактична маса порожнього балона (кг), яка визначається: для балонів місткістю до 12 л включно - з похибкою не гірше $\pm 0,1$ кг; від 12 л до 55 л включно - з похибкою не гірше $\pm 0,2$ кг; фактична маса балонів місткістю понад 55 л повинна відповідати вимогам нормативної документації на їх виготовлення;

- дата (місяць, рік) виготовлення і подальшого опосвідчення;
- максимальне значення робочого тиску (Р), МПа (кгс/см²);
- випробувальний гідравлічний тиск (Р), МПа (кгс/см²);
- місткість балона, л:

для балонів місткістю до 12 л включно - номінальна;

для балонів місткістю від 12 л до 55 л включно - фактична з точністю до 0,3 л;

для балонів місткістю понад 55 л - відповідно нормативній документації на їх виготовлення;

- тавро ВТК підприємства-виробника круглої форми діаметром 10 мм (за винятком стандартних балонів місткістю понад 55 л);

- позначення нормативного документа для балонів місткістю понад 55 л.

6.2.3 Зовнішня поверхня балона повинна бути пофарбована у червоний колір. Балони, які одержують підприємства для виробничих потреб, повинні мати білу розпізнавальну кільцеву смугу завширшки не менше 100 мм. Балони місткістю 50 та 27 літрів повинні бути обладнані вентилям, місткістю 5 л та 1 л - клапаном спеціальної конструкції (конструкція вентиля та клапана має гарантувати безпеку експлуатації). На портативних балонах (5 л, 1 л) на нижній сфері має бути башмак, а на верхній - ручки для їхнього перенесення. Найменування СВГ наноситься по обводу балона білою фарбою.

Написи на балони наносять по обводу на довжину не менше 1/3 обводу, а смуги - по всьому обводу, причому висота букв на балонах місткістю понад 12 л має бути 60 мм, а ширина смуги - 25 мм. Розміри написів і смуг на балонах місткістю до 12 л мають визначатися залежно від величини бокової поверхні балонів.

6.2.4 Балони, що надходять для наповнення, повинні мати залишковий тиск СВГ не менше 0,05 МПа (0,5 кгс/см²). Залишкового тиску можуть не мати лише нові балони та ті, що пройшли гідравлічне випробування.

6.2.5 Не дозволяється наповнювати балони, в яких:

- минув визначений термін опосвідчення;
- пошкоджений корпус балона (тріщини, ум'ятини, плени, видимі раковини і ризики глибиною понад 10% від номінальної товщини стінки, надриви і вищерблення, велика корозія);
- несправні вентиля;
- відсутні належні пофарбування або надписи;
- відсутній залишковий тиск газу, за винятком нових балонів та тих, що пройшли гідравлічні випробування;
- відсутні тавра встановленого зразка;
- незлиті залишки, що не випарувалися.

Наповнення балонів, у яких відсутній залишковий тиск СВГ, здійснюється після попереднього їх опосвідчення у порядку, встановленому пунктом 10.2 Правил будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском (ДНАОП 0.00-1.07-94).

Залишок у балоні підлягає зливу, якщо його маса перевищує 1 кг влітку або 2 кг взимку. Визначення маси залишків СВГ у балонах здійснюється шляхом 100-відсоткового їх зважування. Маса порожнього балона визначається як сума маси балона і вентиля (клапана). Різниця маси балона, в якому є залишок СВГ, і порожнього балона є масою залишку СВГ.

6.2.6 Порожні балони, що надійшли від споживача для наповнення їх СВГ, підлягають перевірці, яка включає огляд з метою виявлення: зовнішніх пошкоджень, наявності залишкового тиску короточасним відкриттям вентиля, кількості залишків, що не випарувалися (зважуванням), дати чергового опосвідчення, з метою перевірки придатності балона до наповнення.

6.2.7 Балони, що мають пошкодження, порушену герметичність, з простроченим терміном опосвідчення, а також балони, що не мають залишкового тиску, відправляються на ремонт та повторне опосвідчення (за винятком нових балонів та балонів, що надійшли після гідравлічних випробувань).

6.2.8 Балони, які придатні для наповнення, передаються до наповнювальних установок та агрегатів.

6.2.9 Наповнення балонів здійснюється на установках за рахунок тиску газу, який створюється компресором або насосом у наповнювальному трубопроводі.

6.2.10 Установити балон на підвісну люльку установки і встановити бігунок вагового пристрою на норму наповнення з урахуванням дійсної маси балона.

6.2.11 Норма максимального наповнення балонів місткістю:

- 50 л - 21,00 кг;
- 27 л - 11,00 кг;
- 5 л - 2,00 кг;
- 1 л - 0,32 кг.

6.2.12 Відповідальна особа повинна суворо слідкувати за точністю наповнення балонів, не допускати похибки відхилення маси СВГ у балоні, що перевищує:

- ± 100 грамів - для балонів місткістю 50 л і 27 л;
- ± 20 грамів - для балонів місткістю 5 л;
- ± 10 грамів - для балонів місткістю 1 л.

6.2.13 Слідкувати за тиском СВГ за манометром на рампі, не допускаючи його перевищення 1,6 МПа (16 кгс/см²).

6.2.14 Під'єднати пристрій наповнення (пневмострубцину) до штуцера вентиля, відкрити вентиль і слідкувати за надходженням СВГ в балон. Якщо балон заповнено СВГ до норми, що встановлена на ваговому пристрої установки, то подальше наповнення балона повинно автоматично зупинитися.

6.2.15 Після наповнення балона необхідно перекрити вентиль балона, від'єднати пневмострубцину, зняти балон із підвісної люльки і встановити його на транспортер.

6.2.16 Під час наповнення не допускаються удари балона об балон.

6.2.17 Забороняється випускати СВГ з балона в атмосферу.

6.2.18 Кожний наповнений балон повинен проходити контрольне зважування для перевірки правильності його наповнення.

6.2.19 Переповнені балони необхідно негайно направити для зливу надлишку СВГ. СВГ із балонів з недоливом повністю зливається в резервуари зберігання, після чого балони направляються на повторне наповнення.

6.2.20 Усі ваги та вагові дозатори дискретної дії, що застосовуються для зважування, включаючи контрольні, перед початком кожної робочої зміни повинні перевірятися за допомогою гирі-еталона.

6.2.21 Після наповнення балона мають бути перевірені на герметичність нарізні з'єднання та ущільнювальні кільця мильною емульсією, після чого на штуцер вентиля має бути надіта заглушка та нагвичений захисний «свпак» на горловину. Послідовність проведення операцій з наповнення балонів СВГ, спосіб і порядок перевірки герметичності вентилів в закритому та відкритому положенні визначаються інструкцією, розробленою підприємством на основі Правил будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском (ДНАОП 0.00-1.07-94), і затвердженою керівником підприємства.

6.2.22 Дані про наповнення балона і його характеристика записуються в журнал оперативного обліку наповнення балонів СВГ за формою № 6-ГС (додаток 6).

6.2.23 Переміщати балони необхідно перекочуванням їх на башмаках або за допомогою напільних конвекторів, транспортерів.

6.2.24 Під час переміщення балонів мають уживатися запобіжні заходи щодо їх падіння, пошкодження та забруднення.

6.3 Порядок заправки паливних балонів автотранспортних засобів, двигуни яких працюють на СВГ

6.3.1 Заправка СВГ паливних балонів автотранспортних засобів, двигуни яких працюють на СВГ, здійснюється працівниками - операторами АГЗС, АГЗП, які призначені наказом керівника підприємства та пройшли курс спеціального навчання і перевірку знань з питань охорони праці згідно з вимогами пункту 2.1 Типового положення про навчання з питань охорони праці. Періодичність перевірки знань цих працівників проводиться не рідше одного разу на рік. Ці працівники повинні бути атестовані на знання Правил будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском (ДНАОП 0.00-1.07-94), та Правил безпеки систем газопостачання України (ДНАОП 0.00-1.20-98) в обсязі роботи, яка ними виконується.

6.3.2 Для заправлення паливних балонів автотранспортних засобів СВГ на комерційних АГЗС (АГЗП) повинні застосовуватися колонки паливороздавальної для відпуску СВГ, вимоги до яких установлені Правилами користування засобами вимірювальної техніки у сфері торгівлі, громадського харчування та надання послуг (ПМУ 21-2001).

6.3.3 Придатність паливного балона, що встановлений на автотранспортному засобі, для наповнення СВГ повинна перевірятися його власником.

6.3.4 Перед наповненням балона оператор АГЗС (АГЗП) зобов'язаний перевірити наявність обов'язкового тавра і термін чергового опосвідчення.

6.3.5 Оператор АГЗС (АГЗП) до наповнення балона повинен перевірити наявність і комплектність установленої на автотранспортному засобі газової апаратури.

6.3.6 Наповнення паливних балонів автотранспортних засобів здійснює оператор у присутності водія.

6.3.7 Паливні балони автотранспортних засобів повинні наповнюватися за рахунок тиску СВГ з наповнювальному трубопроводі, який створюється насосом або компресором.

6.3.8 Перед заправкою оператор зобов'язаний:

- перевірити установку автотранспортного засобу на ручне гальмо;
- установити заправну струбцину на вхідний штуцер паливного балона автотранспортного засобу і проконтролювати правильність її фіксації;
- закрити видатковий вентиль рідкої фази.

6.3.9 Під час заправки оператор повинен:

- повільно та плавно відкрити заправну струбцину;
- відкрити вентиль на балоні;
- слідкувати за процесом наповнення балона за показаннями відлікового пристрою паливороздавальної колонки;

- зупинити наповнення у разі вирівнювання тиску між балоном та резервуаром за показаннями манометрів (на балоні та колонці), що відповідає 85 % заповненню його об'єму;

- від'єднати струбцину;

- вимкнути паливороздавальну колонку шляхом установаження заправної струбцини у гніздо колонки.

6.3.10 Під час наповнення балона оператор зобов'язаний:

- суворо слідкувати за наповненням балона, не допускати його переповнення;

- слідкувати за тиском газу за манометром колонки, не допускати його перевищення 1,6 МПа (16 кгс/см²);

- не допускати ударів по балону;

- перевіряти справність наповнювальних рукавів і заправної струбцини;

- у разі розриву гумотканинного рукава негайно перекрити вентиль на паливороздавальній колонці та заправний вентиль рідинної фази на балоні;

- у разі виявлення витіку на момент заправлення через нещільність приєднання заправної струбцини до вентиля балона, перекрити вентиль на паливороздавальній колонці, викликати чергового слюсаря. У цих випадках не дозволяється в'їзд (виїзд) автотранспортних засобів до колонок, а також вмикання їх двигунів протягом 10 хвилин;

- у разі підвищення тиску в гідросистемі паливороздавальної колонки більше 1,6 МПа (16 кгс/см²) негайно зупинити заправлення, перекрити вентиля на колонці;

- якщо під час наповнення балона автотранспортного засобу виявлено витік газу, - зупинити заправлення, забезпечити евакуацію цього засобу за територію АГЗС (АГЗП), не вмикаючи двигуна, після чого викликати аварійну службу для усунення пошкоджень;

- у разі виявлення витіку СВГ на паливороздавальних колонках наповнення балонів автотранспортних засобів негайно зупиняють, перекривають вентиля на колонках, викликають чергового слюсаря та вживають заходів для усунення пошкодження. У цей час забороняється в'їзд (виїзд) автотранспортних засобів до колонок та вмикання їх двигунів.

6.3.11 Наповнення балонів, не призначених для використання на автотранспортних засобах, на АГЗС та АГЗП заборонено.

6.3.12 Наповнення паливних балонів автотранспортних засобів проводиться згідно з інструкцією про порядок заправки автотранспортних засобів СВГ, розробленою АГЗС та затвердженою її керівником.

6.3.13 Порядок контролю роботи паливороздавальних колонок на АГЗС, призначених для внутрішнього обліку, встановлюється експлуатаційною документацією фірми - виробника колонок і розпорядженнями керівника підприємства - власника колонок.

6.3.14 Паливороздавальні колонки, що встановлені на комерційних АГЗС, мають функціонувати в системі з реєстратором розрахункових операцій, тип

якого включено до Державного реєстру реєстраторів розрахункових операцій, затвердженого Протокольним рішенням Державної комісії з питань впровадження електронних систем і засобів контролю та управління товарним і грошовим обігом при Кабінеті Міністрів України від 26 грудня 2002 року № 14 (далі - Протокольне рішення).

Реєстратори розрахункових операцій, що застосовуються, повинні відповідати технічним вимогам, що висуваються до спеціалізованих електронно-касових апаратів для автозаправних станцій, установлених додатком 7 до Протокольного рішення.

6.3.15 На комерційних АГЗС, окрім паливороздавальних колонок, указаних у пункті 6.3.14 цієї Інструкції, повинні застосовуватися резервуари, оснащені рівнемірами, які пройшли державну метрологічну атестацію або перевірку і мають індивідуальну градуювальну таблицю, як додаток до чинного свідоцтва про державну метрологічну атестацію, згідно з ДСТУ 3215-95, або документ, що підтверджує перевірку (свідоцтво), згідно з ДСТУ 2708-99.

7 Технологічні та облікові операції із залишками СВГ

Технологічні та облікові операції із залишками СВГ під час їх зберігання, відпуску та збирання на газонаповнювальних станціях, газонаповнювальних пунктах, автогазозаправних станціях і автогазозаправних пунктах, а також їх раціональне використання проводяться відповідно до вимог ГСТУ 320.24370569.009-98.

8 Порядок проведення інвентаризації

8.1 Інвентаризація майна, коштів і фінансових зобов'язань підприємств здійснюється відповідно до Порядку подання фінансової звітності, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 28 лютого 2000 р. № 419, та Інструкції по інвентаризації основних засобів, нематеріальних актів, товарно-матеріальних цінностей, грошових коштів, документів і розрахунків, затвердженої наказом Міністерства фінансів України від 11 серпня 1994 р. № 69 (далі - Інструкція по інвентаризації).

8.2 Інвентаризація скрапленого вуглеводневого газу на ГНС, ГНП, АГЗС та АГЗП, крім випадків, передбачених нормативно-правовими актами, зазначеними в пункті 8.1 цієї Інструкції, проводиться щомісяця за станом на перше число місяця, наступного за звітним.

8.3 Основними завданнями інвентаризації є:

- виявлення фактичної наявності СВГ;
- зіставлення фактичної наявності СВГ із даними бухгалтерського обліку;
- перевірка виконання умов зберігання та кількісного збереження СВГ.

8.4 Для проведення інвентаризації СВГ розпорядчим документом керівника підприємства створюються робочі і постійно діючі інвентаризаційні комісії, до

складу яких включаються особи, що мають досвід проведення інвентаризації. Не дозволяється призначати головою робочої інвентаризаційної комісії матеріально відповідальну особу підприємства, а також два рази поспіль одного й того самого працівника підприємства.

8.5 Робочі інвентаризаційні комісії:

- здійснюють інвентаризацію скрапленого вуглеводневого газу на ГНС, ГНП, АГЗС та АГЗП;

- разом з представниками бухгалтерії підприємства беруть участь у визначенні результатів інвентаризації і розробляють пропозиції щодо заліку нестач і надлишків, а також списання нестач у межах природних втрат;

- вносять пропозиції з питань упорядкування приймання, зберігання та відпуску СВГ, удосконалення обліку та кількісного його збереження;

- відповідають за своєчасність і додержання порядку проведення інвентаризацій відповідно до наказу (розпорядження) керівника підприємства, за повноту та точність внесення до інвентаризаційних описів даних про фактичну наявність СВГ та грошових коштів;

- оформляють акт інвентаризації СВГ за формою № 7-ГС або № 8-ГС (додатки 7 та 8, відповідно).

8.6 Постійно діючі інвентаризаційні комісії:

- здійснюють профілактичну роботу із забезпечення кількісного збереження СВГ, заслуховують на засіданнях керівників структурних підрозділів про проведеної роботу щодо недопущення понаднормативних нестач СВГ;

- організують проведення інвентаризації та проводять інструктаж членів робочих інвентаризаційних комісій;

- здійснюють контрольні перевірки правильності проведення інвентаризації, а в разі необхідності - вибіркової інвентаризації СВГ та грошових коштів на ГНС, ГНП, АГЗС та АГЗП;

- у разі встановлення суттєвих порушень правил проведення інвентаризації та відповідно до доручень керівника підприємства проводять повторні суцільні інвентаризації;

- розглядають письмові пояснення матеріально відповідальних осіб, якими допущені нестачі СВГ, а також відображають у протоколі засідання інвентаризаційної комісії відомості про причини виникнення нестач, про осіб, винних в утворенні нестач, якщо вони встановлені, та приймають рішення щодо джерела відшкодування.

8.7 Перед початком проведення інвентаризації члени робочих інвентаризаційних комісій отримують наказ (розпорядження) щодо проведення інвентаризації СВГ за формою № 9-ГС (додаток 9), в якому встановлюється час початку і закінчення її проведення. Наказ (розпорядження) реєструється бухгалтерією в книзі контролю за виконанням наказів (розпоряджень) щодо проведення інвентаризації за формою № 10-ГС (додаток 10).

8.8 Не дозволяється проведення інвентаризації неповним складом інвентаризаційної комісії.

8.9 Під час проведення інвентаризації СВГ необхідно:

- визначити придатність ЗВТ, що застосовуються під час інвентаризації;
- визначити об'єм і масу СВГ у резервуарах і трубопроводах. Установлення наявності СВГ проводиться за допомогою рівнеміра та резервуара, що має свідоцтво про державну метрологічну атестацію або повірку. За наявності на резервуарах рівнемірів кожний із цих резервуарів повинен мати градувальну таблицю, яка затверджується керівником територіального органу Держспоживстандарту України, який проводив державну метрологічну атестацію або повірку. За відсутності рівнеміра на резервуарах вимірювання залишків СВГ проводяться за допомогою лічильників СВГ шляхом його перекачування в інший резервуар;

- масу рідинної фази СВГ у резервуарах та технологічних трубопроводах вимірюють об'ємно-масовим статичним методом та (або) прямим методом вимірювання маси. У разі визначення маси СВГ у технологічних трубопроводах об'ємно-статичним методом трубопроводів повинні мати градувальну характеристику, яку пропонується визначати згідно з «Методическими указаниями по определению вместимости и градуировке трубопроводов нефтебаз. Геометрический метод.» Для забезпечення найбільшої точності при визначенні залишків СВГ за допомогою контрольних трубок необхідно СВГ який є в наявності, заповнити наземні резервуари до рівня 85-відсоткового наповнення, підземні - до 90-відсоткового рівня, а решта резервуарів повинні бути повністю порожні. При цьому СВГ із останнього частково заповненого резервуара має бути злитий в автомобільні цистерни або балони з подальшим їх зважуванням на вагах і врахований при розрахунку залишків. Контрольні трубки повинні мати таблички із зазначенням відповідного об'єму у відсотках (85, 40, 10) і вентиль контролю звільнення. Результати вимірювання маси СВГ в АЦСГ і балонах оформляються додатком до акта інвентаризації СВГ за формою № 11-ГС (додаток 11);

- СВГ, який міститься в резервуарах парку зберігання, перекачують у незаповнені (визначені комісією) резервуари до рівня 85 % їх заповнення рідинною фазою. Множенням об'єму СВГ, за 85 % заповнення резервуару, на густину визначають його масу. Масу СВГ, що залишився в резервуарах нижче рівня 85 % заповнення, визначають шляхом викачування його з ємностей парку зберігання в АЦСГ із подальшим їх зважуванням на автомобільних вагах. Результати вимірювання маси СВГ в АЦСГ оформляються додатком до акта інвентаризації СВГ за формою № 11-ГС;

- масу парової фази СВГ визначають, виходячи з її об'єму в резервуарі, температури газу, компонентного складу та фактичного тиску в резервуарі на момент проведення інвентаризації. За відсутності технічних засобів для визначен-

ня компонентного складу парової фази застосовують дані документа про якість (паспорта) останньої партії злитого в резервуар СВГ;

- у разі встановлення незначної кількості залишків СВГ у резервуарах АГЗС (АГЗП) допускається їх реалізація споживачам до повного звільнення резервуарів від рідкої фази із з обов'язковим зазначенням в актах інвентаризації показань лічильників сумарного обліку паливороздавальних колонок на початок і кінець інвентаризації;

- у разі встановлення інвентаризацією значної кількості залишків СВГ у резервуарах АГЗС (АГЗП) дозволяється проводити приймання СВГ, що надійшов з ГНС, у резервуари до рівня 85 % наповнення з відміткою в прибуткових документах «одержано під час інвентаризації», яка засвідчується підписом голови інвентаризаційної комісії;

- провести інвентаризацію СВГ у балонах шляхом підрахунку кількості заповнених балонів СВГ і множенням їх на масу СВГ (за кожним типорозміром балонів). Для контролю маси СВГ у балонах проводиться їх вибіркове (до 5 %) зважування;

- занести до інвентаризаційного опису результати інвентаризації;

- бухгалтерії підприємства необхідно скласти порівняльну відомість результатів інвентаризації;

- спеціалістами служби (відділу) обліку та реалізації підприємства провести розрахунок технологічних втрат СВГ згідно з вимогами, встановленими ГСТУ 320.00149943.016-2000;

- розрахунок технологічних втрат затверджується керівником підприємства.

8.10 Виявлені під час інвентаризації розбіжності фактичної наявності СВГ з даними бухгалтерського обліку регулюються в такому порядку:

- нестача СВГ, яка не перевищує норми технологічних втрат і похибку вимірювання, списується за розпорядженням керівника на операційні витрати підприємства;

- якщо різниця між масою СВГ, яка встановлена під час проведення інвентаризації, і даними бухгалтерського обліку, за мінусом технологічних втрат, розрахованих згідно з ГСТУ 320.00149943.016-2000, знаходиться в межах похибок ($\pm 0,5\%$), установлених ГОСТ 26976-86, то вартість цієї різниці не стягується з матеріально відповідальних осіб, надлишки не оприбутковуються, а за основу беруться дані бухгалтерського обліку;

- похибка вимірювання ($\pm 0,5\%$) застосовується тільки для фактичного залишку маси СВГ у резервуарах, встановленого інвентаризацією;

- нестачі СВГ, які в сумі перевищують розміри втрат під час здійснення технологічних операцій та абсолютне значення похибки вимірювання, відшкодовуються матеріально відповідальними особами за розмірами, визначеними згідно з Порядком визначення розміру збитків від розкрадання, нестачі, знищення (псування) матеріальних цінностей, затвердженим постановою Кабінету

Міністрів України від 22 січня 1996 р. № 116, а надлишки, які перевищують похибку вимірювання, оприбутковуються за бухгалтерським обліком.

8.11 У разі наявності на підприємстві СВГ, що знаходиться за договорами комісії та договорами зберігання, робочими інвентаризаційними комісіями підприємства, що зберігає СВГ, на підставі актів інвентаризації СВГ за формою № 7-ГС або № 8-ГС складаються акти інвентаризації СВГ в розрізі видів договорів комісії або відповідального зберігання за формою № 12-ГС або № 13-ГС, відповідно (додатки 12 та 13).

8.12 Акт інвентаризації та протокол засідання постійно діючої інвентаризаційної комісії протягом двох робочих днів повинен бути розглянутий і затверджений керівником підприємства.

8.13 Результати інвентаризації відображаються за бухгалтерським та податковим обліком підприємства протягом двох робочих днів після затвердження керівником підприємства протоколу засідання постійно діючої інвентаризаційної комісії.

9 Порядок приймання-здавання зміни та складання змінного звіту на АГЗС (АГЗП)

9.1 На АГЗС (АГЗП) проводиться оперативний контроль за кількістю СВГ, результати якого використовуються для ведення обліку, звіряння кількості отриманого і відпущеного СВГ. Кількісний облік руху СВГ на АГЗС (АГЗП) ведеться за змінним звітом за формою № 14-ГС (додаток 14).

9.2 Під час приймання-здавання зміни касири і оператори АГЗС (АГЗП) спільно:

- визначають залишки СВГ на кінець зміни з урахуванням залишків на початок зміни, надходження СВГ за зміну, які підтверджені відповідними документами, та кількості відпущеного газу за зміну за сумарними показниками лічильників усіх газозаправних колонок;

- вимірюють рівні наповнення скрапленим газом резервуарів АГЗС (АГЗП) і за результатами проведених вимірювань визначають об'єм СВГ

- роздруковують на РРО фіскальний звітний чек і визначають обсяг виторгу за зміну;

- передають по зміні залишок грошових коштів.

9.3 Після закінчення кожної зміни касиром і оператором складається змінний звіт за формою № 14-ГС в двох примірниках, з яких один - з додатком до нього первинних документів на приймання і відпуск СВГ передається в бухгалтерію підприємства, а другий - залишається на АГЗС (АГЗП).

10 Облік руху СВГ матеріально відповідальними особами на ГНС і ГНП

10.1 Матеріально відповідальні особи ведуть кількісний облік СВГ у товарній книзі кількісного руху СВГ за формою № 15-ГС (додаток 15), в якій за-

писуються надходження і відпуск газу за день, а також виводять залишки на кінець дня.

Крім цього, для посилення контролю за кількісним збереженням СВГ під час приймання, відпуску та його зберігання, матеріально відповідальні особи ведуть журнал оперативного обліку СВГ за формою № 2-ГС.

Приймання СВГ, що не належить підприємству, також відображається в журналі оперативного обліку СВГ в розрізі власників газу.

Кількість СВГ, яка приймається на зберігання, у разі надходження її залізничним та автомобільним транспортом, визначається на підставі актів приймання СВГ за кількістю за формою № 1-ГС або № 3-ГС, відповідно.

Рух СВГ у резервуарах парку зберігання фіксується матеріально відповідальними особами в товарній книзі кількісного руху СВГ окремо щодо кожного власника газу.

Вищеперераховані документи обліку мають бути пронумеровані, прошнуровані, засвідчені підписом керівника та печаткою підприємства.

10.2 Записи в товарній книзі кількісного руху СВГ матеріально відповідальні особи здійснюють:

- під час надходження - на підставі приймального акта;
- під час відпуску - на підставі реєстрів відпуску за добу.

Залишки газу обчислюються після кожного запису в товарній книзі.

10.3 Усі первинні документи матеріально відповідальні особи здають за реєстрами в бухгалтерію підприємства за підписом. Реєстри складаються в двох примірниках. У реєстрі повинні бути відображені такі дані:

- дата складення реєстру;
- назва і номер документа;
- кількість відпущеного СВГ в одиницях маси.

На відпущений СВГ, який не належить підприємству, матеріально відповідальні особи складають реєстр окремо на кожного власника СВГ.

10.4 Усі первинні документи перевіряються і групуються в бухгалтерії підприємства за постачальниками і споживачами.

10.5 У кінці робочого дня на підставі даних журналу оперативного обліку наповнення балонів за формою № 6-ГС матеріально відповідальна особа ГНС складає видаткову накладну на списання СВГ з товарних залишків.

10.6 Матеріально відповідальна особа пункту наповнення балонів у кінці робочого дня передає на склад готової продукції заповнені СВГ балони на підставі накладної про передавання готової продукції на склад за формою № 16-ГС (додаток 16).

10.7 У кінці місяця на підставі вищезазначених накладних складається акт про оприбуткування СВГ в балонах за формою № 17-ГС (додаток 17) спеціально створеною згідно з наказом керівника комісії, який є підставою для спи-

сання на витрати з наповнення балонів СВГ та оприбуткування готової продукції на складі підприємства.

10.8 На підставі прибуткових і видаткових накладних матеріально відповідальні особи щоденно складають звіт про рух готової продукції на складі в кількісному виразі за видами балонів (їх місткості) за формою оборотно-сальдової відомості.

11 Бухгалтерський облік СВГ на підприємстві

Бухгалтерський облік руху СВГ здійснюється на підставі Закону України «Про бухгалтерський облік та фінансову звітність в Україні» та відповідно до Положення (стандарту) бухгалтерського обліку 9 «Запаси», затвердженого наказом Міністерства фінансів України від 20 жовтня 1999 р. № 246 та зареєстрованого Міністерством юстиції 2 листопада 1999 р. за № 751/4044.

Податковий облік господарських операцій руху СВГ ведеться згідно із чинним законодавством України.