

Редакція:

11.08.2021



НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ

ПОСТАНОВА

від 6 листопада 2020 року N 2033

м. Київ

Про затвердження Методики визначення розмірів нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу при здійсненні розподілу природного газу та Змін до деяких постанов НКРЕКП

Із змінами і доповненнями, внесеними
постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,
від 11 серпня 2021 року N 1311

Додатково див. рішення
Окружного адміністративного суду міста Києва
від 30 березня 2021 року

Відповідно до статті 4 Закону України "Про ринок природного газу" та статті 17 Закону України "Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг" Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, **постановляє**:

1. Затвердити Методику визначення розмірів нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу при здійсненні розподілу природного газу, що додається.
2. Затвердити Зміни до деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, що додаються.
3. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

ЗАТВЕРДЖЕНО

Постанова Національної комісії, що
здійснює державне регулювання у
сферах енергетики та комунальних
послуг

06.11.2020 N 2033

МЕТОДИКА

визначення розмірів нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу при здійсненні розподілу природного газу

1. Загальні положення

1.1. Ця Методика визначає порядок розрахунку розмірів нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу при здійсненні розподілу природного газу, які пов'язані з умовною нормативною герметичністю газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, компенсаторів, газового обладнання, інших газових приладів та обладнання в межах допустимих норм, визначених цією Методикою, та при забезпеченні розподілу природного газу споживачам.

Методикою визначаються обсяги нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу в елементах газової мережі між точкою вимірювання обсягу природного газу і межею балансової належності (точкою комерційного обліку), якщо комерційний вузол обліку природного газу між оператором газорозподільної системи і споживачем (крім побутових споживачів) встановлений не на межі балансової належності сторін, які мають бути додані/відняті до/від об'єму природного газу, визначеного комерційним вузлом обліку в точці вимірювання.

1.2. Дія цієї Методики поширюється на суб'єктів господарювання, які отримали або мають намір отримати ліцензію на провадження господарської діяльності з розподілу природного газу (далі - Оператори ГРМ, ліцензіати), замовників послуг приєднання, а також на споживачів природного газу, що не є побутовими.

1.3. До нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу, що розраховуються відповідно до цієї Методики, не включаються витрати газу на власні потреби оператора газорозподільної системи, не пов'язані з технологічним процесом розподілу природного газу (опалення виробничо-побутових приміщень, підігрів води тощо).

1.4. У цій Методиці терміни вживаються в таких значеннях:

абсолютна внутрішня герметичність арматури - стан арматури, згідно з яким забезпечується відсутність витоку газу з однієї порожнини газопроводу в іншу його порожнину, які розділені арматурою;

абсолютна зовнішня герметичність газопроводу, арматури тощо - стан газопроводу, арматури тощо, згідно з яким забезпечується відсутність витоку газу з порожнини газопроводу, арматури тощо в атмосферу;

коефіцієнт коригування показів побутового лічильника газу - число, на яке множаться покази побутового лічильника газу за розрахунковий період (календарний місяць) для визначення приведенного до стандартних умов об'єму спожитого газу;

лічильник з елементами термокомпенсації - лічильник газу, встановлений на об'єкті побутового споживача, відліковий пристрій якого відображає об'єм газу, який приведений до умов згідно з вимогами ГОСТ 2939-63 "Газы. Условия для определения объема" (далі - ГОСТ 2939-63) у залежності від температури газу;

місце входу газопроводу в опалюване приміщення - місце перетину внутрішньої поверхні стіни, стелі, підлоги опалюваного приміщення з трубою газопроводу при вході труби в це приміщення;

негерметичність газопроводу/обладнання - стан газопроводу/обладнання, з якого є витік газу в межах допустимих норм, визначених цією Методикою, що може бути зафіксований органолептичним методом або із застосуванням приладів;

неопалюване приміщення - приміщення об'єкта побутового споживача, яке не відповідає визначенню терміна "опалюване приміщення";

нормативні та виробничо-технологічні витрати газу (далі - нормативні витрати газу) - об'єм природного газу, що витрачається під час введення в експлуатацію (підключення/врізки) новозбудованих, реконструйованих або капітально відремонтованих газопроводів для їх заповнення природним газом, продувки та в процесі налаштування обладнання на заданий режим роботи, а також на опалення і технологічний підігрів газу в газорегуляторних пунктах, у межах допустимих норм, визначених цією Методикою;

нормативні та виробничо-технологічні втрати газу (далі - нормативні втрати газу) - об'єм витоку природного газу з газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, компенсаторів, газового обладнання, інших газових приладів та обладнання за їх умовної нормативної герметичності, при якому забезпечується їх надійне функціонування, а також втрати природного газу під час технічного обслуговування та проведення планових ремонтних робіт, що пов'язані з розгерметизацією газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, іншого газового обладнання та приладів, у межах допустимих норм, визначених цією Методикою;

об'єм природного газу, який приведено до стандартних умов - об'єм природного газу, який приведено до умов згідно з вимогами ГОСТ 2939-63;

опалюване приміщення - приміщення об'єкта побутового споживача в межах внутрішньої поверхні стін, підлоги і стелі, за винятком лоджій, балконів, терас та приміщень, де відсутні тепловіддавальні поверхні (радіатори, реєстри, стінки печей, трубопроводи систем опалення тощо), які безпосередньо не з'єднані з опалюваними приміщеннями дверними та іншими отворами;

побутовий лічильник газу - лічильник газу (мембранний, роторний або такий, що працює за іншим принципом дії), який встановлений на об'єкті побутового споживача і відповідає вимогам ДСТУ 3336-96 "Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги";

покази побутового лічильника газу - різниця між значеннями об'єму газу на відліковому пристрої побутового лічильника газу в кінці та на початку розрахункового періоду (календарний місяць);

точка виходу - визначена точка в газорозподільній системі, в якій оператор газорозподільної системи передає природний газ споживачу;

точка входу - визначена точка в газорозподільній системі, в якій природний газ надходить до газорозподільної системи;

умовна нормативна зовнішня герметичність газопроводу, з'єднувальних деталей, арматури, газового обладнання, приладів тощо - стан газопроводу, з'єднувальних деталей, арматури, газового обладнання, приладів тощо, згідно з яким можливим є витік газу, що не перевищує норм витоку, встановлених цією Методикою, і не може бути зафіксований органолептичним методом.

Інші терміни у цій Методиці вживаються у значеннях, наведених у Законі України "Про ринок природного газу" та Кодексі газорозподільних систем, затверджені постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року N 2494, зареєстрованому в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за N 1379/27824 (далі - Кодекс газорозподільних систем).

1.5. Скорочення, що застосовуються в цій Методиці, мають такі значення:

ГРПБ - газорегуляторний пункт блоковий;

ГРП - газорегуляторний пункт;

ГРУ - газорегуляторна установка;

КБРТ- комбінований будинковий регулятор тиску;

ШРП - шафовий газорегуляторний пункт;

ЗСК - запобіжно-скидний клапан;

ЗЗК - запобіжно-запірний клапан.

2. Основні засади розрахунку обсягів нормативних та виробничо-технологічних втрат/ витрат природного газу при здійсненні розподілу природного газу

2.1. Розрахунок обсягів нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат газу для оператора газорозподільної системи визначається з урахуванням таких технічних, технологічних, експлуатаційних, статистичних даних та показників:

- 1) кількісного складу та номенклатури складових газорозподільної системи Оператора ГРМ до точок комерційного обліку;
- 2) кількісного складу побутових газових приладів і обладнання, встановлених у побутових споживачів та на комунально-побутових об'єктах;
- 3) даних про заміну застарілого обладнання (газопроводів) чи їх реконструкцію, введення в експлуатацію нових газопроводів та обладнання;
- 4) строків експлуатації газових мереж та їх складових;
- 5) метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, що використовуються для комерційних розрахунків, а також місця їх розташування;
- 6) фактичних значень тисків у газопроводах, на об'єктах (спорудах), обладнанні та приладах.

2.2. Методика враховує неоднорідність структури статей втрат і витрат природного газу за переліком елементів газорозподільної системи.

Диференціація нормативів передбачена відповідно до складу конкретної газорозподільної системи.

2.3. Склад нормативних втрат/витрат газу визначається залежно від технології і особливостей його переміщення газорозподільними системами.

2.4. Визначення нормативних втрат газу під час його переміщення газорозподільними системами побудоване на принципах використання індивідуальних показників обсягів нормативних втрат газу за умовної нормативної герметичності газопроводів і їх елементів.

2.5. Норми витоку газу з елементів системи встановлені на основі вимог щодо випробовування газопроводів та обладнання на герметичність, викладених у додатку 1 до цієї Методики, та на основі ДБН В.2.5-41-2009 "Газопроводи з поліетиленових труб. Частина I. Проектування. Частина II. Будівництво".

2.6. Норми втрат газу в газорозподільних системах надані за умов їх функціонування в стані умовної нормативної зовнішньої та внутрішньої герметичності, яка підтримується відповідним технічним обслуговуванням, регулюванням обладнання, поточним ремонтом, які виконуються відповідно до нормативних документів.

2.7. Обсяги нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу, розраховані на підставі цієї Методики, не є підтвердженням фактичних втрат і витрат природного газу під час розподілу природного газу газорозподільною системою.

2.8. Під час розрахунку нормативних втрат газу враховуються всі елементи газорозподільної системи, які знаходяться під тиском.

2.9. Розрахунок нормативних втрат газу, що виникли внаслідок аварій, проводиться оператором газорозподільної системи самостійно та не враховується при визначенні розмірів нормативних втрат/витрат газу.

2.10. Фактичні обсяги нормативних витрат газу на опалення приміщень ГРП визначаються за показами лічильників, встановлених перед опалювальним приладом, а планові обсяги цих витрат визначають за обсягами витрат за попередній період.

2.11. Якщо введення в експлуатацію газопроводу (обладнання) ініціював Оператор ГРМ, то визначені за цією Методикою нормативні витрати газу включаються до нормативних витрат Оператора ГРМ. Якщо виконання цих робіт ініціював споживач (замовник), то визначені за цією Методикою нормативні витрати відшкодовуються споживачем (замовником) та не включаються до нормативних витрат Оператора ГРМ.

2.12. Обсяги нормативних втрат/витрат газу, що розраховуються в поточному періоді (період x) на наступний планований період (період $x + 1$), розраховуються на підставі цієї Методики, даних за попередній розрахунковий період (період $x - 1$) та строку експлуатації складових газорозподільної системи в наступному планованому періоді (період $x + 1$).

У разі якщо Оператор ГРМ здійснив або планує здійснити у поточному періоді капітальний ремонт, реконструкцію або технічне переоснащення складових газорозподільної системи, після яких змінюються термін експлуатації, та/або робочий тиск, та/або типорозмір, та/або протяжність, та/або кількість обладнання, та/або режим роботи об'єкта, норми на таких об'єктах повинні нараховуватися відповідно до планованих або змінених характеристик.

(пункт 2.12 доповнено абзацом другим згідно з постановою НКРЕКП від 11.08.2021 р. N 1311)

2.13. Ця Методика не регулює відносини щодо визначення ступеню та обсягів впливу діяльності оператора газорозподільної системи на навколишнє природне середовище.

2.14. Фактичний об'єм природного газу, що розподіляється споживачу (крім побутового споживача), має бути приведений до межі балансової належності об'єкта споживача.

У разі розташування комерційного вузла обліку природного газу до межі балансової належності газопроводів (у газових системах оператора газорозподільної системи) нормативні втрати природного газу, які виникають від місця встановлення комерційного вузла обліку до межі балансової належності, розраховуються відповідно до цієї Методики та віднімаються відповідним Оператором ГРМ від загального обсягу розподіленого природного газу споживачу, визначеного за допомогою комерційного вузла обліку.

У разі розташування комерційних вузлів обліку природного газу після межі балансової належності газопроводів (у газових системах споживача) нормативні втрати природного газу, які виникають від межі балансової належності до місця встановлення комерційного вузла обліку, розраховуються відповідно до цієї Методики і відносяться на рахунок споживача (крім побутових споживачів) та додаються відповідним Оператором ГРМ до його загального обсягу розподіленого природного газу споживачу, визначеного за допомогою комерційного вузла обліку.

2.15. Пункт 2.15 виключено

(згідно з постановою
НКРЕКП від 11.08.2021 р. N 1311)

3. Порядок розрахунків нормативних втрат газу під час його розподілу газорозподільними системами

3.1. Як первинна інформація при розрахунках нормативних втрат газу використовуються дані, що відображають взаємозв'язок втрат газу зі структурою газорозподільної системи, якою він переміщується.

3.2. Первинна інформація - це перелік найменувань елементів газорозподільної системи, їх технічних характеристик та технологічних операцій під час розподілу газу.

Кількість необхідної інформації визначається цією Методикою відповідно до показників, що наведені в додатках 2 - 9 до цієї Методики.

3.3. Первинною інформацією для визначення обсягів нормативних втрат газу є:

1) назва елемента (дільниці) газопроводу та його характеристика: умовний прохід (діаметр) дільниці, її протяжність, тривалість експлуатації елемента (дільниці) газопроводу, фактичний тиск газу;

2) вид, тип елемента (дільниці) газопроводу:

розподільні газопроводи, у тому числі міжселищні;

газопроводи-вводи;

зв'язні, внутрішні газопроводи;

3) тип газорегуляторного обладнання, тривалість його експлуатації:

ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, у яких розміщені регулятори тиску, що не потребують для своєї роботи стороннього джерела енергії (газу);

комбіновані будинкові регулятори тиску газу (КБРТ);

4) кількісний склад побутових газових приладів і обладнання, встановлених у побутових споживачів та на комунально-побутових об'єктах:

об'єктів споживачів;

плит газових;

проточних водонагрівачів;

газових опалювальних приладів, у тому числі конвекторів;

двоконтурних котлів;

5) тривалість опалювального періоду;

6) обсяг природного газу, виміряний засобами вимірювальної техніки, що використовується для комерційних розрахунків за звітний період.

3.4. Перелік технологічних операцій під час технічного огляду, технічного обслуговування, поточного ремонту регламентується вимогами Правил безпеки систем газопостачання, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості від 15 травня 2015 року N 285, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 08 червня 2015 року за N 674/27119 (далі - Правила).

3.5. Елементні норми обсягів нормативних втрат газу розраховані на 1 км газопроводу, 1 ГРП, 1 ГРПБ, 1 ГРУ 1 ШРП, 1 КБРТ, 1 газовий прилад.

(пункт 3.5 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 11.08.2021 р. N 1311)

3.6. Нормативні втрати газу розраховуються за місяць, квартал, рік.

3.7. Загальний обсяг нормативних втрат газу (Q_B) за відповідний період визначається за формулою

$$Q_B = Q_{B11} + Q_{B12} + Q_{B21} + Q_{B22} + Q_{B3} + Q_{B4} + Q_{B5}, \text{ м}^3, \quad (1)$$

де Q_{B11} - нормативні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності сталевих газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, компенсаторів, м^3 , визначаються з додатком 2 до цієї Методики за умовним діаметром, тиском газу, довжиною газопроводів та кількістю діб у звітному періоді та розраховуються за формулою

$$Q_{B11} = f(\text{Ду}, P, L, \text{тип газопроводу}), \quad (2)$$

де Ду - умовний прохід (діаметр) газопроводу, мм;

P - тиск газу в газопроводі, кгс/см^2 ;

L - довжина газопроводу, км;

тип газопроводу - розподільні (у т. ч. міжселищні) газопроводи, газопроводи-вводи, ввідні, внутрішні газопроводи;

Q_{B12} - нормативні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності поліетиленових газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, м^3 , визначаються з додатком 3 до цієї Методики за умовним діаметром, тиском газу, довжиною газопроводів та кількістю діб у звітному періоді та розраховуються за формулою

$$Q_{B12} = f(\text{Ду}, P, L, \text{тип газопроводу}), \quad (3)$$

де Ду - умовний прохід (діаметр) газопроводу, мм;

P - тиск газу в газопроводі, кгс/см²;

L - довжина газопроводу, км;

тип газопроводу - розподільні (у т. ч. міжселищні) поліетиленові газопроводи, поліетиленові газопроводи-вводи;

Q_{B21} - нормативні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності обладнання та приладів ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, КБРТ, м³, визначаються згідно з додатком 4 до цієї Методики за умовним вхідним діаметром регулятора, вхідним тиском, типом та кількістю газового обладнання та приладів і кількістю діб у звітному періоді та розраховуються за формулою

$$Q_{B21} = f(Du_{вх}, P_{вх}, \text{тип обладнання}), \quad (4)$$

де $Du_{вх}$ - умовний вхідний діаметр регулятора, мм;

$P_{вх}$ - тиск газу на вході регулятора, кгс/см²;

тип обладнання - ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, що знаходяться на балансі Оператора ГРМ, у яких розміщені регулятори тиску, що не потребують для своєї роботи стороннього джерела енергії (газу); комбіновані будинкові регулятори тиску газу (КБРТ);

Q_{B22} - нормативні втрати газу за відповідний період, що виникають унаслідок спрацювання запобіжно-скидних клапанів ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, що знаходяться на балансі Оператора ГРМ, та внаслідок спрацювання скидних клапанів комбінованих регуляторів КБРТ, м³, визначаються згідно з додатком 5 до цієї Методики за кількістю газового обладнання, умовним діаметром вихідного патрубку ЗСК, тиском на виході регулятора (на вході ЗСК) і кількістю діб у звітному періоді та розраховуються за формулою

$$Q_{B22} = f(Du_{ЗСК}, P_{вих}), \quad (5)$$

де $Du_{ЗСК}$ - умовний діаметр вихідного патрубку ЗСК, мм;

$P_{вих}$ - тиск газу на виході регулятора (на вході ЗСК), кгс/см².

Нормативні втрати газу, що виникають внаслідок спрацювання запобіжно-скидних клапанів ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, КБРТ, визначені на основі пропускної здатності ЗСК та граничного значення тривалості випуску газу через ЗСК. Граничне значення тривалості випуску газу через ЗСК, отримане за умови періодичного проведення їх технічного огляду, встановленого Правилами, та на основі результатів статистичних досліджень, становить $t = 0,15$ год/місяць на один ГРП, ГРПБ, ШРП, КБРТ;

Q_{B3} - нормативні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності газового обладнання та газових приладів квартир і житлових будинків. Нормативні втрати Q_{B3} включають втрати внаслідок умовної нормативної герметичності ділянок газопроводів від лічильника газу, встановленого в житловому будинку (квартирі), а де лічильник відсутній - від крана або іншого пристрою для відключення газових приладів, до газових приладів. Нормативні виробничо-технологічні втрати Q_{B3} , м³, визначаються за даними додатка 6 до цієї Методики, кількістю об'єктів (квартир і житлових будинків), набором обладнання на об'єкті та кількістю діб у звітному періоді та розраховуються за формулою

$$Q_{B3} = f(\text{набір обладнання, період}), \quad (6)$$

де період - опалювальний, неопалювальний;

набір обладнання формують залежно від газових приладів, встановлених на об'єкті (плита газова, апарат водонагрівальний проточний (газова колонка), газове опалення, двоконтурний котел).

Нормативні втрати Q_{B3} визначаються пооб'єктно як сума нормативних втрат на кожен встановлений на об'єкті газовий прилад. У випадку якщо визначена для об'єкта сума нормативних виробничо-технологічних втрат Q_{B3} перевищує $0,18 \text{ м}^3/\text{добу}$, до розрахунку приймаються значення $0,18 \text{ м}^3/\text{добу}$. Кількість газових приладів, що знаходяться на такому об'єкті, віднімається від загальної кількості відповідних приладів;

(абзац двадцять дев'ятий пункту 3.7 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 11.08.2021 р. N 1311)

Q_{B4} - нормативні втрати газу для забезпечення продування та заповнення газопроводів газом під час проведення ремонтів (визначаються на підставі спеціальних планів, затверджених Оператором ГРМ), м^3 , визначаються згідно з формулою

$$Q_{B4} = Q_{B41} + Q_{B42}, \quad (7)$$

де Q_{B41} - нормативні втрати газу для забезпечення продування та заповнення сталевих газопроводів;

Q_{B42} - нормативні втрати газу для забезпечення продування та заповнення поліетиленових газопроводів.

Нормативні втрати газу Q_{B41} , Q_{B42} визначаються згідно з додатками 7, 8 до цієї Методики та довжиною газопроводів;

Q_{B5} - нормативні втрати газу за відповідний період, що виникають унаслідок різних метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, які використовуються на вході в ГРМ та на виході з ГРМ на об'єктах споживачів, визначаються згідно з додатком 9 до цієї Методики.

3.8. До нормативних втрат газу Оператора ГРМ відносяться:

- 1) нормативні втрати газу на газопроводах до точок комерційного обліку;
- 2) нормативні втрати газу на КБРТ, що встановлені на об'єктах побутових споживачів;
- 3) нормативні втрати газу за умовної нормативної герметичності побутових газових приладів і обладнання, встановлених у побутових споживачів та на комунально-побутових об'єктах;
- 4) нормативні втрати газу за відповідний період, що виникають унаслідок різних метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, які використовуються на вході в ГРМ та на виході з ГРМ на об'єктах споживачів;
- 5) нормативні втрати газу на ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, що знаходяться на балансі Оператора ГРМ;
- 6) нормативні втрати газу при його вимірюванні побутовими лічильниками газу в разі неприведення об'єму газу до стандартних умов.

3.9. Розміри нормативних втрат газу, наведені в додатках 2 та 3 до цієї Методики, збільшуються залежно від терміну експлуатації газопроводів та обладнання шляхом множення на коефіцієнт K_B , який становить:

$K_B = 1,25$ для газопроводів та обладнання, термін експлуатації яких становить більше ніж 25 років, але не більше ніж 40 років;

$K_B = 2,0$ для газопроводів та обладнання, термін експлуатації яких становить більше ніж 40 років.

3.10. Норми нормативних втрат газу, наведені в додатку 4 до цієї Методики, збільшуються залежно від терміну експлуатації ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, КБРТ:

шляхом множення на коефіцієнт, який становить $K_B = 1,5$ для КБРТ, термін експлуатації яких становить більше ніж 10 років;

норма виробничо-технологічних втрат на рівні $15,4 \text{ м}^3/\text{добу}$ встановлюється для всіх значень вхідного тиску та всіх значень умовного вхідного діаметра регулятора ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, термін експлуатації яких становить більше ніж 25 років для об'єктів з основними, а також з основними та резервними лініями редукування, за винятком значень норми втрат для $D_u \geq 250 \text{ мм}$ та $6 < P \leq 12 \text{ кгс/см}^2$;

норма виробничо-технологічних втрат для ГРП, ГРПБ, ГРУ із вхідним діаметром регулятора $D_u \geq 250 \text{ мм}$ та вхідним тиском $6 < P \leq 12 \text{ кгс/см}^2$, термін експлуатації яких становить більше ніж 25 років, визначається шляхом множення відповідного значення з додатка 4 до цієї Методики на коефіцієнт $K_B = 1,25$.

4. Порядок розрахунків нормативних витрат природного газу під час його розподілу газорозподільними системами

4.1. Як первинну інформацію при розрахунках нормативних витрат природного газу використовуються дані, що відображають взаємозв'язок витрат газу зі структурою газорозподільної системи, якою він розподіляється.

4.2. Первинна інформація - це перелік найменувань елементів газорозподільної системи, їх технічних характеристик та технологічних операцій під час розподілу газу.

Первинною інформацією для визначення обсягів нормативних витрат газу є:

1) назва та характеристики елементу (дільниці) газорозподільної системи:

газопровід - умовний прохід (діаметр) дільниці, її довжина, фактичний тиск;

ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП - кількість, умовний діаметр продувної свічки, тиск на виході ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП;

2) перелік технологічних процесів:

продування та заповнення газопроводу (окремих дільниць);

зниження тиску, продування та заповнення газопроводу (окремих дільниць);

настроювання обладнання ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП;

настроювання КБРТ виконується заводами-виробниками та не враховується цією Методикою;

3) дані про заходи інвестиційної програми на наступний планований період $(x+1)$.

4.3. Обсяги нормативних витрат газу за елементами газорозподільної системи визначаються згідно з додатками 10 - 14 до цієї Методики та обчислюються за формулами 8 - 15. Додатково розрахунки можуть проводитись із застосуванням усіх формул, зазначених у пункті 4.5 цієї глави.

Результат визначення загального обсягу нормативних витрат та окремих його складових, обчислених за формулами, визначеними у пункті 4.5 цієї глави, та значення обсягів нормативних витрат газу, наведених в додатках до цієї Методики, отримується у кубічних метрах за стандартних умов (згідно з ГОСТ 2939-63).

4.4. Обсяги нормативних витрат газу обчислюються за місяць, квартал, рік.

4.5. Загальний обсяг нормативних витрат газу $Q_{\text{Вит}}$, м^3 , за відповідний період визначається за формулою

$$Q_{\text{Вит}} = Q_{\text{Вит1}} + Q_{\text{Вит2}} + Q_{\text{Вит3}} + Q_{\text{Вит4}}, \quad (8)$$

де $Q_{\text{Вит1}}$ - нормативні витрати газу для забезпечення продування (витіснення газоповітряної суміші) та заповнення газом новозбудованих газопроводів, м^3 , які обчислюють за формулою

$$Q_{\text{Вит1}} = Q_{\text{Вит1ст.}} + Q_{\text{Вит1пл.}}, \quad (9)$$

де $Q_{\text{Вит1ст.}}$ - нормативні витрати газу для забезпечення продування та заповнення газом новозбудованих сталевих газопроводів, м^3 ;

$Q_{\text{Вит1пл.}}$ - нормативні витрати газу для забезпечення продування та заповнення газом новозбудованих поліетиленових газопроводів, м^3 .

$Q_{\text{Вит1ст.}}$ та $Q_{\text{Вит1пл.}}$ обчислюють за формулами

$$Q_{\text{Вит1ст.}} = Q_{\text{Вит1пит.ст.}} \cdot L, \quad (10)$$

$$Q_{\text{Вит1пл.}} = Q_{\text{Вит1пит.пл.}} \cdot L, \quad (11)$$

де $Q_{\text{Вит1пит.ст.}}$, $Q_{\text{Вит1пит.пл.}}$ - нормативні витрати газу для забезпечення продування та заповнення газом відповідно сталевих та поліетиленових новозбудованих газопроводів, $\text{м}^3/\text{км}$;

L - довжина газопроводу, км.

Розрахунок нормативних витрат газу $Q_{\text{Вит1ст.}}$ та $Q_{\text{Вит1пл.}}$ виконується за формулами 10 та 11 окремо для сталевих та поліетиленових газопроводів на основі значень питомих витрат для кожного діаметра, наведених, відповідно, у додатках 10 та 11 до цієї Методики. Отримані результати сумуються;

$Q_{\text{Вит2}}$ - нормативні витрати газу під час зниження надлишкового тиску в газопроводах, подальшого їх продування і заповнення під час реконструкції, капітального ремонту ділянок, м^3 , що розраховуються за формулою

$$Q_{\text{Вит2}} = Q_{\text{Вит2ст.}} + Q_{\text{Вит2пл.}}, \quad (12)$$

де $Q_{\text{Вит2ст.}}$ - нормативні витрати газу під час зниження надлишкового тиску в сталевих газопроводах, подальшого їх продування і заповнення під час реконструкції, капітального ремонту ділянок, м^3 ;

$Q_{\text{Вит2пл.}}$ - нормативні витрати газу під час зниження надлишкового тиску у поліетиленових газопроводах, подальшого їх продування і заповнення під час реконструкції, капітального ремонту ділянок, м^3 .

$Q_{\text{Вит2ст.}}$ та $Q_{\text{Вит2пл.}}$ обчислюються за формулами

$$Q_{\text{Вит2ст.}} = Q_{\text{Вит2пит.ст.}} \cdot L, \quad (13)$$

$$Q_{\text{Вит2пл.}} = Q_{\text{Вит2пит.пл.}} \cdot L, \quad (14)$$

де $Q_{\text{Вит2пит.ст.}}$, $Q_{\text{Вит2пит.пл.}}$ - нормативні витрати газу під час зниження надлишкового тиску в газопроводах, подальшого їх продування і заповнення відповідно для сталевих та поліетиленових газопроводів, $\text{м}^3/\text{км}$;

L - довжина газопроводу, км.

Розрахунок нормативних витрат газу $Q_{\text{Вит2ст.}}$ та $Q_{\text{Вит2пл.}}$ виконується за формулами 13 та 14 окремо для сталевих та поліетиленових газопроводів на основі значень питомих витрат для кожного діаметра, що наведені, відповідно, у додатках 12 та 13 до цієї Методики. Отримані результати сумуються.

Нормативні витрати газу на регулювання та настроювання газового обладнання, приладів квартир, індивідуальних житлових будинків та подібних об'єктів комунально-побутових та бюджетних організацій при пусконаладжувальних роботах після будівництва, капітального ремонту, реконструкції визначаються за показами засобів обліку (м^3), відносяться на рахунок замовника та не включаються до собівартості послуг розподілу природного газу;

$Q_{\text{Вит3}}$ - нормативні витрати газу на опалення приміщення ГРП та технологічний підігрів газу, м^3 , визначаються за показами лічильників газу, встановлених перед опалювальним приладом та технологічним підігрівачем та кількістю ГРП, де здійснюється опалення та технологічний підігрів газу, з приведенням обсягу спожитого газу до стандартних умов;

$Q_{\text{Вит4}}$ - нормативні витрати газу на проведення продування, заповнення, регулювання та настроювання обладнання новозбудованих ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, після капітального ремонту та реконструкції (при випусканні газу через продувну свічку), м^3 , що розраховуються за формулою

$$Q_{\text{Вит4}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{Вит4пит}}(i), \quad (15)$$

де $Q_{\text{Вит4пит}}(i)$ - нормативні витрати газу на проведення продування, заповнення, регулювання та настроювання обладнання новозбудованого i -го об'єкта (ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП) після капітального ремонту та реконструкції;

n - кількість ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, для яких виконували регулювання та настроювання обладнання.

Розрахунок нормативних витрат $Q_{\text{Вит4}}$ виконується для груп ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП із однаковими діаметрами продувної свічки та однаковими тисками газу на виході ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП на основі значень питомих витрат $Q_{\text{Вит4пит.}}$, що наведені у додатку 14 до цієї Методики, а отримані результати сумуються.

4.6. Розрахунок обсягів нормативних витрат виконується за значеннями, що наведені в додатках 10 - 14 до цієї Методики.

4.7. Для об'єктів, які знаходяться на балансі споживачів газу і розміщені до комерційного вузла обліку газу, нормативні витрати газу визначаються відповідно до пункту 4.5 цієї глави,

відносяться на рахунок споживача і додаються до об'єму газу, облікованого комерційним вузлом обліку газу.

4.8. Аналітичні залежності для обчислення питомих значень нормативних витрат природного газу наведено в додатку 15 до цієї Методики. В окремих випадках, за яких розрахунок не може бути виконаний за таблицями, наведеними в додатках 10 - 14 до цієї Методики, визначення обсягів нормативних витрат виконується за формулами, наведеними у додатку 15 до цієї Методики.

5. Порядок розрахунків нормативних витрат природного газу при його вимірюваннях побутовими лічильниками в разі неприведення об'єму газу до стандартних умов

5.1. Розрахунок нормативних витрат газу в разі неприведення до стандартних умов результатів вимірювання об'ємів газу низького тиску, які вимірюються побутовими лічильниками, що не мають спеціальних пристроїв для автоматичного приведення до стандартних умов їх показів при зміні тиску та/або температури газу, здійснюється за допомогою коефіцієнтів коригування показів лічильників.

Нормативні витрати газу визначаються Операторами ГРМ розрахунковим шляхом самостійно згідно з цією Методикою і включаються до собівартості послуг розподілу природного газу цих підприємств.

5.2. Значення коефіцієнта коригування показів побутового лічильника залежить від фактичного розміщення лічильника (зовні приміщення, у неопалюваному приміщенні, в опалюваному приміщенні), а також від відстані місця виходу газопроводу із землі або від місця входу газопроводу в опалюване приміщення до вхідного штуцера лічильника. Відстань вимірюється уздовж труби газопроводу незалежно від її діаметра та наявності на ній додаткових елементів (ізолюючого фланця, вимикаючого пристрою тощо):

1) у разі розміщення побутового лічильника зовні приміщення коефіцієнти коригування показів побутового лічильника газу приймаються згідно з додатками 16 або 17 до цієї Методики;

2) у разі розміщення побутового лічильника в неопалюваному приміщенні коефіцієнти коригування показів побутового лічильника газу приймаються згідно з додатком 16 до цієї Методики;

3) у разі розміщення побутового лічильника в опалюваному приміщенні, вхід газопроводу в яке виконано з неопалюваного приміщення або з середовища, що оточує будинок, коефіцієнти коригування показів побутового лічильника газу приймаються згідно з додатками 18 або 19, або 20 до цієї Методики;

4) у разі розміщення побутового лічильника в опалюваному приміщенні, вхід газопроводу в яке виконано з опалюваного приміщення, коефіцієнти коригування показів побутового лічильника газу приймаються згідно з додатком 20 до цієї Методики незалежно від відстані місця розміщення лічильника до зазначеного входу;

5) у разі застосування лічильника з елементами термокомпенсації коефіцієнти коригування показів побутового лічильника газу приймаються згідно з додатком 21 до цієї Методики незалежно від місця розміщення побутового лічильника;

6) коефіцієнти коригування показів побутового лічильника газу для м. Севастополя (пункт 13) згідно з додатками 16 - 21 до цієї Методики використовуються також для населених пунктів Південного і Степового Криму, які розташовані на узбережжі моря.

5.3. Об'єм газу за показами побутового лічильника, який приведено до стандартних умов (V_c), визначається за формулою

$$V_c = V_d \times K_{кр}, \text{ м}^3, \quad (16)$$

де V_d - покази побутового лічильника газу в робочих умовах, м^3 ;

$K_{кр}$ - чисельне значення коефіцієнта коригування показів побутового лічильника газу згідно з додатками 16 - 21 до цієї Методики.

5.4. Нормативні втрати газу за визначений розрахунковий період (місяць) для кожного побутового лічильника ($V_{пв}$) визначаються за формулою

$$V_{пв} = (V_c - V_d), \text{ м}^3 (\text{м}^3/\text{ліч.} \cdot \text{міс.}) \quad (17)$$

5.5. Загальні нормативні втрати газу за певний період (місяць, квартал, рік) визначаються як алгебраїчна сума нормативних втрат газу наявних побутових лічильників.

6. Процедура встановлення розміру нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу

6.1. Розмір нормативних втрат/витрат газу встановлюється НКРЕКП за умови наявності у суб'єкта господарювання відповідної чинної ліцензії на провадження господарської діяльності з розподілу природного газу.

6.2. Для встановлення розміру нормативних втрат/витрат газу Оператор ГРМ щороку до 31 серпня подає до НКРЕКП розрахунки обсягів нормативних втрат/витрат газу, до яких додаються:

1) пояснювальна записка, де вказуються розрахунок нормативних втрат/витрат газу та інформація, у тому числі первинна, яка була використана для цих розрахунків;

2) розрахунок загального обсягу нормативних витрат газу, у тому числі розрахунок:

нормативних витрат газу для забезпечення продування та заповнення газом новозбудованих сталевих газопроводів;

нормативних витрат газу для забезпечення продування та заповнення газом новозбудованих поліетиленових газопроводів;

нормативних витрат газу під час зниження надлишкового тиску у сталевих газопроводах, подальшого їх продування і заповнення під час реконструкції, капітального ремонту ділянок;

нормативних витрат газу під час зниження надлишкового тиску в поліетиленових газопроводах, подальшого їх продування і заповнення під час реконструкції, капітального ремонту ділянок;

нормативних витрат газу на проведення продування, заповнення, регулювання та настроювання обладнання новозбудованих ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, після капітального ремонту та реконструкції (при випусканні газу через продувну свічку);

нормативних витрат газу на опалення приміщення ГРП та технологічний підігрів газу;

3) розрахунок загального обсягу нормативних втрат газу, у тому числі:

нормативних втрат газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності сталевих газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, компенсаторів;

нормативних втрат газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності поліетиленових газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури;

нормативних втрат газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності обладнання та приладів ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, КБРТ;

нормативних втрат газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності газової апаратури та газових приладів квартир і житлових будинків;

нормативних втрат газу для забезпечення продування та заповнення поліетиленових газопроводів;

нормативних втрат природного газу при його вимірюваннях побутовими лічильниками в разі неприведення об'єму газу до стандартних умов;

нормативних втрат газу за відповідний період, що виникають унаслідок різних метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, які використовуються на вході в ГРМ та на виході з ГРМ на об'єктах споживачів.

6.3. Розрахунки подаються Оператором ГРМ на паперових носіях на адресу: 03057, м. Київ, вул. Смоленська, 19 та в електронному вигляді (файл Excel згідно з додатками 22 - 45) на адресу: vtvgas@nerc.gov.ua.

6.4. Оператор ГРМ забезпечує достовірність документів, що подаються ним для встановлення розмірів нормативних втрат/витрат газу.

6.5. Вхідні дані до розрахунку зазначаються з точністю до трьох знаків після коми, інша числова інформація в документах зазначається з точністю до одного знака після коми.

Отриманий результат загального обсягу нормативних втрат/витрат газу заокруглюється до меншого цілого числа.

6.6. Розрахунки та документи, що подані Оператором ГРМ, перевіряються НКРЕКП щодо їх відповідності вимогам цієї Процедури.

У разі надання неповного пакета документів, визначеного пунктом 6.2 цієї глави, розрахунки, подані Оператором ГРМ, не розглядаються, про що НКРЕКП повідомляє заявника у письмовій формі протягом 15 робочих днів з дня надходження таких документів до НКРЕКП та повертає їх заявнику.

У разі потреби НКРЕКП може звернутися до Оператора ГРМ щодо надання додаткових пояснень та обґрунтувань, які подаються суб'єктом господарювання до НКРЕКП у визначений нею строк, підписані керівником суб'єкта господарювання.

6.7. За зверненням Оператора ГРМ НКРЕКП може встановити розмір нормативних втрат/витрат газу менший ніж розрахунковий.

6.8. У разі якщо Оператор ГРМ не надав розрахунки обсягів нормативних втрат/витрат газу на наступний період у встановлений термін, НКРЕКП може встановлювати розмір нормативних втрат/витрат газу для цього Оператора ГРМ на рівні обсягів, встановлених на поточний період, зменшених на 15 %.

6.9. НКРЕКП при встановленні розмірів нормативних втрат/витрат природного газу на наступний планований період враховує, що обсяг нормативних втрат/витрат природного газу на наступний період не може перевищувати обсяги фактичних втрат/витрат газу за попередній рік (крім випадків збільшення території місць провадження господарської діяльності).

6.10. Щороку до 25 лютого Оператори ГРМ подають до НКРЕКП звітну інформацію щодо технічного стану газорозподільної системи станом на початок року згідно з додатками 46 - 48

Директор Департаменту із регулювання
відносин у нафтогазовій сфері

Т. Рябуха

Додаток 1
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 2.5 глави 2)

Вимоги щодо випробовування газопроводів та обладнання на герметичність

1. Підземні сталеві та поліетиленові газопроводи всіх тисків, а також наземні та внутрішні сталеві газопроводи низького та середнього тисків на міцність та герметичність випробовуються повітрям. Надземні та внутрішні сталеві газопроводи високого тиску на міцність та герметичність випробовуються повітрям або водою.

2. Результати випробовування на міцність вважаються позитивними, якщо в період випробовування тиск у газопроводах не змінюється (візуальне падіння в межах однієї поділки шкали допускається тільки для манометрів з класом точності не нижче 0,25 та рідкісних манометрів).

Результати випробовувань на герметичність вважаються позитивними, якщо в період випробовувань фактичне падіння тиску в газопроводах не перевищує допустимого тиску і при огляді доступних до перевірки місць не виявлені витoki.

3. Допустиме падіння тиску при випробовуванні на герметичність визначається за формулою

$$\Delta P_{\text{доп}} = \frac{20T}{D}, \quad (1)$$

де $\Delta P_{\text{доп}}$ - допустиме падіння тиску, кПа;

D - внутрішній діаметр, мм;

T - тривалість випробувань, год.

Якщо випробовуваний газопровід складається із ділянок різних діаметрів $D_1, D_2, D_3, \dots, D_n$, то величина D визначається за формулою

$$D = \frac{D_1^2 L_1 + D_2^2 L_2 + \dots + D_n^2 L_n}{D_1 L_1 + D_2 L_2 + \dots + D_n L_n}, \quad (2)$$

$L_1, L_2, \dots, L_n$ - довжини ділянок газопроводів відповідних діаметрів, м.

Фактичне падіння тиску в газопроводах $\Delta P_{\text{факт}}$, кПа, за час їх випробовування на герметичність визначається за формулою

$$\Delta P_{\text{факт}} = (P_1 + B_1) - (P_2 + B_2), \quad (3)$$

де P_1 і P_2 - надлишковий тиск у газопроводі на початку та в кінці випробовувань за показниками манометра, кПа;

B_1 і B_2 - те ж за показниками барометра, кПа.

4. При випробовуванні на герметичність внутрішніх газопроводів середнього (понад 0,1 МПа) і високого тиску на промислових та сільськогосподарських підприємствах, котельнях, підприємствах побутового обслуговування населення виробничого характеру допустима величина падіння тиску $\Delta P_{\text{доп}}$, виражена у відсотках до початкового випробовувального тиску, що визначається за формулою

$$\Delta P_{\text{доп}} = \frac{50}{D}, \quad (4)$$

де D - внутрішній діаметр випробовувального газопроводу, мм.

Якщо газопровід, який випробовується, складається з ділянок газопроводів різних діаметрів, то величина D у формулі 4 визначається за формулою 2.

Фактичне падіння тиску в газопроводі, виражене у відсотках до початкового тиску, визначається за формулою

$$\Delta P_{\text{факт}} = 100 \left[1 - \frac{(P_2 + B_2)t_1}{(P_1 + B_1)t_2} \right], \quad (5)$$

B_1 , і B_2 - те саме, що у формулі 3;

t_1 і t_2 - абсолютна температура повітря на початку та в кінці випробовування, °С.

5. Комплексне випробовування здійснюється з параметрами випробовувального тиску, що відповідають нормам для випробовувань на міцність, тривалістю та параметрами допустимого падіння тиску, що відповідають нормам для випробовувань на герметичність.

Комплексне випробовування внутрішніх газопроводів та обладнання внутрішнім об'ємом до 0,01 м³ з максимальним робочим тиском не більше 0,005 МПа слід проводити протягом 5 хвилин, при цьому падіння тиску не повинно перевищувати 0,00002 МПа.

6. Норми випробовувань газопроводів на міцність та герметичність приймаються відповідно до значень наведених у таблиці.

Таблиця. Норми випробувань газопроводів

N з/ п	Тип газопроводу	Вид випробувань			
		На міцність		На герметичність	
		Випробувальний тиск, МПа	Тривалість випробувань, год	Випробувальний тиск, МПа	Тривалість випробувань, год

Підземні газопроводи

	Підземні газопроводи				
1	Газопроводи низького тиску до 0,005 МПа	0,6	1	0,1	24
2	Газопроводи низького тиску до 0,005 МПа після точки приєднання	0,1	1	0,01	1
3	Газопроводи середнього тиску від 0,005 до 0,3 МПа	0,6	1	0,3	24
4	Газопроводи високого тиску від 0,3 до 0,6 МПа	0,75	1	0,6	24
5	Газопроводи високого тиску від 0,6 до 1,2 МПа	1,6	1	1,2	24
	Надземні газопроводи				
6	Газопроводи низького тиску до 0,005 МПа	0,3	1	0,1	1
7	Газопроводи низького тиску до 0,005 МПа після точки приєднання	0,1	1	0,01	1
8	Газопроводи середнього тиску від 0,005 до 0,3 МПа	0,45	1	0,3	1
9	Газопроводи високого тиску від 0,3 до 0,6 МПа	0,75	1	0,6	1

10	Газопроводи високого тиску від 0,6 до 1,2 МПа	1,6	1	1,2	1
	Газопроводи та обладнання ГРП				
11	Газопроводи низького тиску до 0,005 МПа	0,3	1	0,1	12
12	Газопроводи середнього тиску від 0,005 до 0,3 МПа	0,45	1	0,3	12
13	Газопроводи високого тиску від 0,3 до 0,6 МПа	0,75	1	0,6	12
14	Газопроводи високого тиску від 0,6 до 1,2 МПа	1,6	1	1,2	12
	Внутрішні газопроводи				
15	Газопроводи будинків невиробничого призначення тиском до 0,005	0,1	1	0,005	5 хвил.
16	Газопроводи будинків виробничого призначення тиском:				
	до 0,01;	0,1	1	0,01	1
	від 0,01 до 0,3;	0,45	1	1,25 МОР	1
	від 0,3 до 0,6;	0,85	1	- " -	1
	від 0,6 до 1,2	1,6	1	- " -	1

7. Випробовування підземних газопроводів на герметичність виконуються після повної засипки траншеї до проектних відміток.

До початку випробовувань на герметичність підземні газопроводи після їх заповнення повітрям повинні витримувати випробовувальний тиск протягом часу, необхідного для вирівнювання температури повітря в газопроводі з температурою ґрунту. Мінімальна тривалість витримки газопроводу під тиском, год., встановлюється залежно від умовного діаметра газопроводу:

до 300 мм - 6;

понад 300 до 500 мм - 12;

понад 500 мм - 24.

8. Ділянки підводних та підземних переходів, що прокладаються у футлярах, випробовуються в три стадії:

на міцність - після зварювання переходу або його частини до укладання на місце;

на герметичність - після укладання на місце, повного монтажу та засипання всього переходу;

на герметичність - при остаточному випробовуванні на герметичність усього газопроводу в цілому.

Випробовування на міцність та герметичність коротких однотрубних переходів без зварних стиків допускається робити разом з основним газопроводом.

9. До початку випробовування на герметичність зовнішні надземні газопроводи, а також внутрішні газопроводи, включаючи газопроводи ГРП та ГРУ після їхнього заповнення повітрям, повинні витримувати випробовувальний тиск протягом часу, необхідного для вирівнювання температури повітря всередині газопроводів із температурою навколишнього повітря.

10. Газопроводи низького тиску в житлових та громадських будинках, підприємствах побутового обслуговування населення невиробничого характеру випробовуються на міцність та герметичність на таких ділянках:

на міцність - від вимикаючого пристрою на вводі в будинок до кранів на опусках до газових приладів. При цьому газові прилади повинні бути відключені, а лічильники, якщо вони не розраховані на випробовувальний тиск, замінені перемичками;

на герметичність - від вимикаючого пристрою на вводі в будинок до кранів газових приладів.

При встановленні в існуючих газифікованих житлових та громадських будинках додаткових газових приладів випробовування нових ділянок газопроводу до цих приладів при їх довжині до 5 м допускається робити газом (робочим тиском) після підключення нових ділянок до діючої мережі з перевіркою всіх з'єднань газоіндикаторами або мильною емульсією.

Внутрішні газопроводи промислових та сільськогосподарських підприємств, котелень, підприємств побутового обслуговування населення виробничого характеру випробовуються на ділянці від вимикаючого пристрою на вводі до вимикаючих пристроїв біля газових пальників газифікованого обладнання.

Випробовування газопроводів та обладнання ГРП та ГРУ виконується або в цілому (від вхідної до вихідних засувки) за нормами випробовувального тиску на боці високого тиску, або частинами: до регулятора тиску - за нормами випробовувальних тисків на боці високого тиску; після регулятора тиску - за нормами випробовувального тиску на боці низького тиску.

11. За наявності в газифікованих теплових агрегатах приладів автоматики випробовування газопроводів на міцність виконується до запірного пристрою, встановленого на відгалуженні

від загального (цехового) газопроводу до такого агрегату. Прилади автоматики випробовуються лише на герметичність робочим тиском разом із газопроводом.

Додаток 2
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 3.7 глави 3)

ОБСЯГИ
нормативних втрат природного газу $Q_{в11}$ за умовної нормативної герметичності сталевих газопроводів

(куб. м газу за добу на 1 км)

N з/п	Умовний прохід (діаметр*) газопроводу (Ду, мм)	Нормативні втрати за тиску газу Р, кгс/см ²			
		3 < Р ≤ 12	0,05 < Р ≤ 3	Р ≤ 0,05	
		(300 < Р ≤ 1200)	(5 < Р ≤ 300)	(Р ≤ 5)	
		Розподільні газопроводи (у тому числі міжселищні), газопроводи-вводи		Розподільні газопроводи, газопроводи-вводи	Ввідні, внутрішні газопроводи
1	15	0,225	0,168	0,034	0,112
2	20	0,307	0,231	0,046	0,154
3	25	0,408	0,306	0,061	0,204
4	32	0,541	0,406	0,081	0,27
5	40	0,633	0,475	0,095	0,317
6	50	0,814	0,611	0,122	0,407
7	65	1,055	0,792	0,158	0,528
8	80	1,251	0,941	0,187	0,625
9	100	1,507	1,131	0,226	0,754

10	125	1,884	1,413	0,283	0,942
11	150	2,26	1,695	0,339	1,13
12	200	3,12	2,314	0,468	1,56
13	250	3,93	2,95	0,59	1,97
14	300	4,68	3,51	0,703	2,34
15	350	5,44	4,08	0,816	2,72
16	400	6,18	4,635	0,927	3,09
17	500	7,75	5,81	1,16	3,87
18	600	9,25	6,94	1,39	4,63
19	700	10,61	7,96	1,59	-
20	800	12,12	9,09	1,82	-
21	900	13,63	10,92	2,04	-
22	1000	15,07	11,305	2,26	-
23	1200	18,09	9,47	-	-
24	1400	21,1	15,825	-	-

* Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра.

Додаток 3
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 3.7 глави 3)

ОБСЯГИ
нормативних втрат природного газу Q_{B12} за умовної нормативної герметичності

поліетиленових газопроводів

(куб. м газу за добу на 1 км)

N з/п	Номінальний зовнішній діаметр* поліетиленового газопроводу, (мм)	Нормативні втрати за тиску газу P, кгс/см ² (кПа)		
		3 < P ≤ 10 (300 < P ≤ 1000)	0,05 < P ≤ 3 (5 < P ≤ 300)	P ≤ 0,05 (P ≤ 5)
		Поліетиленові розподільні газопроводи (у тому числі міжселищні)		Поліетиленові розподільні газопроводи, газопроводи-вводи
1	20	0,12	0,094	0,015
2	25	0,15	0,117	0,018
3	32	0,191	0,149	0,023
4	40	0,239	0,185	0,029
5	50	0,298	0,231	0,035
6	63	0,375	0,29	0,044
7	75	0,447	0,345	0,053
8	90	0,536	0,413	0,063
9	110	0,654	0,504	0,077
10	125	0,743	0,572	0,087
11	140	0,832	0,641	0,098
12	160	0,951	0,732	0,111
13	180	1,07	0,823	0,125
14	200	1,188	0,914	0,139
15	225	1,337	1,028	0,156
16	250	1,485	1,141	0,173

17	280	1,663	1,278	0,194
18	315	1,871	1,437	0,218
19	355	2,1	1,619	-
20	400	2,37	1,824	-

* Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра.

Додаток 4
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 3.7 глави 3)

ОБСЯГИ

нормативних втрат природного газу Q_{B21} за умови нормативної герметичності газового обладнання та приладів* ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, КБРТ

(куб. м газу за добу на один ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, КБРТ)

N з/п	Умовний вхідний діаметр регулятора (Ду, мм)	Регулятори тиску газу, які не потребують для своєї роботи стороннього джерела енергії (газу) і розміщені в ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, регулятори КБРТ		
		Вхідний тиск ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, КБРТ, кгс/см ² (кПа)		
		0,05 < P ≤ 3 (5 < P ≤ 300)	3 < P ≤ 6, (300 < P ≤ 600)	6 < P ≤ 12, (600 < P ≤ 1200)
1	КБРТ	0,34	0,524	1,064
2	Ду ≤ 100	2,126	3,723	4,848
3	150	2,403	4,322	6,124
4	200	2,769	5,158	9,99
5	250	3,857	7,746	15,61
6	300	5,554	11,15	22,48

* При роботі основної лінії редукування газу.

При роботі одночасно основної та резервної ліній редукування об'єм втрат збільшується на 60 %. На непрацюючі резервні лінії обсяги втрат не нараховуються.

Додаток 5
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 3.7 глави 3)

ОБСЯГИ
нормативних втрат природного газу Q_{B22} внаслідок спрацювання ЗСК в ГРП, ГРПБ, ГРУ,
ШРП, КБРТ

(куб. м газу за добу на один ЗСК в ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, КБРТ)

N з/п	Умовний діаметр вихідного патрубка ЗСК (Ду, мм)	Тиск газу на виході регулятора Р, кгс/см ² (кПа)		
		$P \leq 0,05$ ($P \leq 5$)	$0,05 < P \leq 3$ ($5 < P \leq 300$)	$3 < P \leq 12$ ($300 < P \leq 1200$)
1	Ду ≤ 25	0,06	0,591	1,77
2	50	0,099	1,248	2,655
3	80	0,345	4,266	9,09
4	100	-	7,716	16,443
5	150	-	12,681	27,018

Додаток 6
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 3.7 глави 3)

ОБСЯГИ

нормативних втрат природного газу Q_{B3} за умовної нормативної герметичності побутових газових приладів і обладнання, встановлених у побутових споживачів та на комунально-побутових об'єктах

(куб. м газу за добу на один прилад)

N з/п	Тип обладнання	Втрати газу, м ³ /добу	
		в опалювальний період	у неопалювальний період
1	Плита газова побутова	0,0174	0,0174
2	Апарат водонагрівальний проточний (газова колонка)	0,0174	0,0174
3	Газове опалення	0,13	0
4	Двоконтурний котел	0,13	0,13

Додаток 7

до Методики визначення розмірів нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу при здійсненні розподілу природного газу
(пункт 3.7 глави 3)

ОБСЯГИ

нормативних втрат природного газу Q_{B41} на продування та заповнення сталевих газопроводів газом під час ремонту та технічного обслуговування

(куб. м газу на 1 км)

N з/п	Умовний прохід (діаметр*) газопроводу (Ду, мм)	Втрати газу для газопроводів тиску Р, кгс/см ² (кПа)			
		$P \leq 0,05$ ($P \leq 5$)	$0,05 < P \leq 3$ ($5 < P \leq 300$)	$3 < P \leq 6$ ($300 < P \leq 600$)	$6 < P \leq 12$ ($600 < P \leq 1200$)
1	15	0,43	1,13	1,68	2,76
2	20	0,77	2,01	2,98	4,91
3	25	1,21	3,15	4,66	7,67

4	32	1,98	5,16	7,63	12,6
5	40	3,09	8,1	11,9	19,6
6	50	4,83	12,6	18,6	30,7
7	65	8,15	21,3	31,5	51,9
8	80	12,4	32,2	47,7	78,6
9	100	19,3	50,4	74,5	122,8
10	125	30,2	78,7	116,4	191,8
11	150	43,4	113,3	167,6	276,2
12	200	77,2	201,4	298	491
13	250	120,6	314,7	465,6	767,2
14	300	173,7	453,2	670,4	1104,8
15	350	236,4	616,9	912,5	1503,7
16	400	308,8	805,7	1191,9	1964,1
17	500	482,5	1259	1862,3	3068,9
18	600	694,8	1812,9	2681,7	4419,2
19	700	945,8	2467,6	3650,1	6015
20	800	1235,3	3223	4767,4	7856,3
21	900	1563,4	4079,1	6033,8	9943,2
22	1000	1930,1	5035,9	7449,1	12275,5

* Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра.

до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 3.7 глави 3)

ОБСЯГИ
нормативних втрат природного газу Q_{B42} на продування та заповнення поліетиленових газопроводів під час ремонту та технічного обслуговування

(куб. м газу на 1 км)

N з/п	Номінальний зовнішній діаметр* поліетиленового газопроводу (мм)	Витрати газу для газопроводів тиску P, кгс/см ² (кПа)			
		$P \leq 0,05$ ($P \leq 5$)	$0,05 < P \leq 3$ ($5 < P \leq 300$)	$3 < P \leq 6$ ($300 < P \leq 600$)	$6 < P \leq 10$ ($600 < P \leq 1000$)
1	20	0,38	0,99	1,46	2,09
2	25	0,7	1,82	2,69	3,85
3	32	1,3	3,4	5,04	7,21
4	40	2,05	5,35	7,92	11,3
5	50	3,81	9,95	14,7	17,8
6	63	6,05	15,8	23,4	28,2
7	75	8,58	22,4	33,1	40,2
8	90	12,4	32,2	47,7	57,8
9	110	18,5	48,1	71,2	86,4
10	125	23,8	62,2	92	111,4
11	140	29,9	78	115,4	140,1
12	160	39	101,9	150,7	182,5
13	180	49,4	128,9	190,7	231,1
14	200	61	159,2	235,4	285,5

15	225	77,2	201,4	298	361,1
16	250	95,3	248,7	367,9	446,5
17	280	119,6	312	461,4	560,4
18	315	151,3	394,8	584	708,9
19	355	191	498,4	737,3	899,5
20	400	242,4	632,5	935,6	1142

* У таблиці наведено значення номінального зовнішнього діаметра поліетиленових газопроводів відповідно до маркування за ДБН В.2.5-41:2009 та ДСТУ Б В.2.7-73-98 "Труби поліетиленові для подачі горючих газів. Технічні умови". Значення внутрішнього діаметра, необхідне для виконання розрахунку обсягів питомих витрат, обчислене за значеннями номінального зовнішнього діаметра та номінальної товщини стінки, визначеними в ДСТУ Б В.2.7-73-98 для відповідного стандартного розмірного відношення.

Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра.

Додаток 9
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 3.7 глави 3)

ОБСЯГИ

нормативних втрат природного газу Q_{B5} за відповідний період, що виникають унаслідок різних метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, що використовуються на вході в ГРМ та на виході з ГРМ на об'єктах споживачів

1. Загальні положення

1.1. Для подальшого розгляду приймається типова схема газорозподільної системи (рис. 1). За такої схеми розподілу присутні точка входу та точки виходу (споживачі природного газу - фізичні та юридичні особи), кількість яких на кожній умовній графі розподілу газу може досягати декількох тисяч.

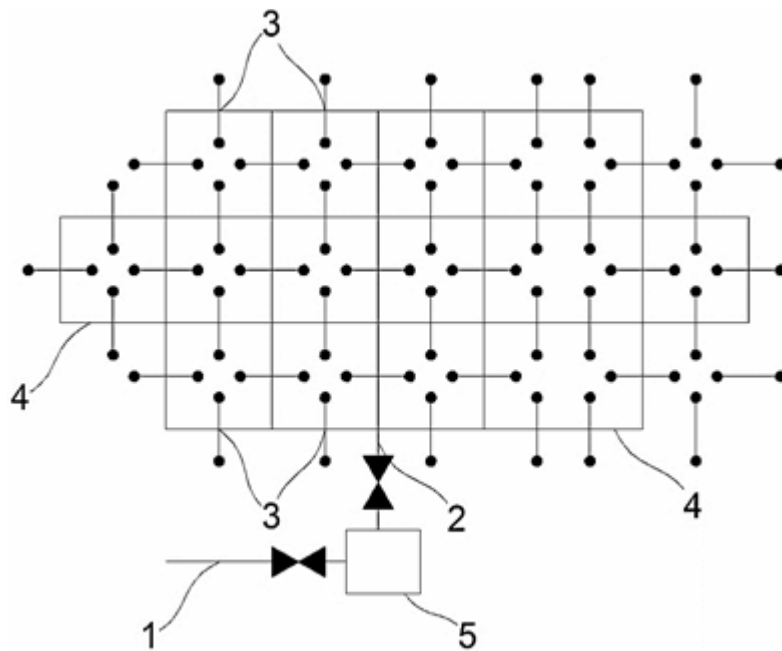


Рисунок 1. Типова схема газорозподільної системи

(1 - підвідний газопровід; 2 - розподільний газопровід; 3 - відгалуження та вводи для споживачів; 4 - кільцевий розподільний газопровід; 5 - вузол обліку газу для групи споживачів)

Кожен зі споживачів на рис. 1 оснащений лічильником газу, за показами якого здійснюється оплата за розподілений (використаний) природний газ.

1.2. Обсяг, що надійшов до газорозподільної системи, в точці входу $V_{вх}$ виміряний за допомогою засобу вимірювальної техніки, метрологічні характеристики якого відповідають вимогам щодо точності, регламентованим для таких засобів Законом України "Про метрологію та метрологічну діяльність", максимально допустима відносна похибка вимірювання якого задана границями $\pm \theta V_{вх}$ і відповідає положенням додатка 4 до Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 24 лютого 2016 року N 163, а основна відносна похибка вимірювання об'єму газу із застосуванням такого засобу обліку задана границями, що відповідають Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність".

1.3. Інструментальна відносна невизначеність (за типом В) результату вимірювання об'єму засобом вимірювальної техніки точки входу $U'_{V_{вх}}$ на підставі припущення про рівномірний закон розподілу можливих значень відносної похибки визначається за формулою

$$U'_{V_{вх}} = \frac{\theta_{V_{вх}}}{\sqrt{3}}, \quad (1)$$

Невизначеність вимірювання об'єму засобом вимірювальної техніки споживача $U'_{V_{спож}}$ обчислюється за рівнянням $U'_{V_{спож}} = \frac{\theta_{V_{спож.}}}{\sqrt{3}}$. У випадку коли максимально допустима похибка задана у вигляді несиметричних границь, рівняння у формулі 1 набуде вигляду:

$$U'_{V_{спож}} = \sqrt{\frac{(\theta_{V_{спож.+}} - \theta_{V_{спож.-}})^2}{12}},$$

де $\theta_{V_{спож.+}}$, $\theta_{V_{спож.-}}$ - верхня та нижня границі максимально допустимої похибки встановлених у споживачів засобів обліку. Для споживачів, оснащених лічильниками класу 1,5,

значення $\theta V_{\text{спож}}$ в експлуатації приймається рівним $\pm 3 \%$. Для точок входу та/або споживачів, оснащених лічильниками класу 1, значення $\theta V_{\text{вх}}$ ($\theta V_{\text{спож}}$) приймаються рівним $\pm 2,5 \%$ відповідно до Правил обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання, затверджених наказом Міністерства палива та енергетики від 27 грудня 2005 року N 618.

1.4. Сумарний об'єм розподіленого природного газу для споживачів у точках виходу згідно з наведеною на рис. 1 схемою $V_{\text{спож}}$ визначається як сума всіх об'ємів, виміряних засобами вимірювальної техніки i -ї категорії споживачів:

$$V_{\text{спож}} = \sum_{i=1}^n V_{\text{спож } i}, \quad (2)$$

де $V_{\text{спож } i}$ - сумарний об'єм газу, що було розподілено для i -ї категорії споживачів, відповідно до показів засобів вимірювальної техніки (лічильників газу), які використовуються цією категорією споживачів;

n - число категорій споживачів, підключених до системи розподілу природного газу.

1.5. Різниця між результатами вимірювання об'ємів спожитого газу $V_{\text{спож}}$ та об'ємів газу, які надійшли у газорозподільну систему $V_{\text{вх}}$, відповідає об'єму розбалансу $V_{\text{розб}}$, який обчислюється відповідно як

$$V_{\text{розб}} = V_{\text{спож}} - V_{\text{вх}}, \quad (3)$$

$$V_{\text{спож}} = V_{\text{юрід.осіб}} + V_{\text{насел.}}, \quad (4)$$

де $V_{\text{юрід.осіб}}$ - сумарний об'єм газу, що був розподілений споживачам, яких не віднесено до жодної з 17 груп споживання згідно з додатком 1 до Кодексу газорозподільних систем;

$V_{\text{насел}}$ - сумарний об'єм газу, не приведений до стандартних умов, розподілений побутовим споживачам, яких віднесено до однієї з 17 груп споживання згідно з додатком 1 до Кодексу газорозподільних систем.

Оскільки об'єми природного газу, що надходить $V_{\text{вх}}$ та використовується $V_{\text{спож}}$, є випадковими величинами, то і об'єм розбалансу $V_{\text{розб}}$ є також випадковою величиною. Тому для подальшої оцінки величини розбалансу згідно з модельним рівнянням у формулі 3 необхідно використовувати інтервальні оцінки, які враховують випадковий характер впливових величин, що полягає в обчисленні середньоквадратичного значення розсіювання (дисперсії).

2. Основні положення

2.1. Вирішення задачі базується на допущенні, що оцінені невизначеності результатів вимірювання сумарних $V_{\text{спож}}$ та $V_{\text{вх}}$ об'ємів природного газу, що визначають об'єм розбалансу $V_{\text{розб}}$, викликані ймовірними значеннями систематичних похибок засобів обліку.

Вирішення задачі базується на допущенні, що розбаланс $V_{\text{розб}}$ обумовлений невизначеністю обчислення сумарного розподіленого об'єму газу $V_{\text{спож}}$ та невизначеністю вимірювання об'єму надходження газу $V_{\text{вх}}$. І в першому, і в другому випадках причиною невизначеності результатів є те, що для засобів вимірювальної техніки виробником нормуються граничні допустимі значення. Для конкретного лічильника газу, який знаходиться в експлуатації, систематична похибка вимірювання може бути одним із можливих значень у межах

допустимих границь, що характеризується рівномірним законом, на підставі чого оцінюється невизначеність.

2.2. Для j -ї групи з m споживачів обчислюється дисперсія величини V спож як сума оцінок дисперсій незалежних результатів вимірювань кожного з m споживачів V спож j :

$$S_{V_{\text{спож}}}^2 = \sum_{j=1}^n S_{V_{\text{спож } j}}^2, \quad (5)$$

де $S_{V_{\text{спож}}}^2$ - дисперсія сумарного значення розподіленого об'єму V спож;

$S_{V_{\text{спож } j}}^2$ - дисперсія результатів вимірювання об'ємів газу для m -го споживача ($j = 1, 2, \dots, n$).

2.3. На підставі припущення щодо відповідності метрологічних характеристик застосованих засобів вимірювальної техніки положенням Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" та Технічного регламенту приймається гіпотеза про рівномірний закон розподілу результатів вимірювання V спож та V спож j . Для розрахунку розширеної невизначеності U , яка є статистично надійною оцінкою результату вимірювання об'ємів V спож та V спож j , відповідно до ДСТУ ISO/IEC Guide 98-3/Suppl 2:2018 (ISO/IEC Guide 98-3:2008/Suppl 2:2011, IDT) "Невизначеність вимірювань. Частина 3. Настанова щодо подання невизначеності у вимірюванні (GUM:1995). Додаток 2. Узагальнення в разі довільної кількості вихідних величин" (далі - ДСТУ ISO/IEC Guide 98-3/Suppl 2) значення коефіцієнта охоплення k приймається одне і те ж саме:

$$k \cdot (S_{V_{\text{спож}}})^2 = k \cdot \sum_{j=1}^n (S_{V_{\text{спож } j}})^2, \quad (6)$$

де $S_{V_{\text{спож}}}$ - стандартне квадратичне відхилення величини об'єму V спож;

$S_{V_{\text{спож } j}}$ - стандартне квадратичне відхилення величини об'єму V спож j .

Величини $t \cdot S_{V_{\text{спож}}}$ і $t \cdot S_{V_{\text{спож } j}}$ у рівнянні формули 6 є розширеними невизначеностями U V спож. та U V спож j результатів вимірювання V спож. та V спож. j відповідно до ДСТУ ISO/IEC Guide 98-3/Suppl 2.

3. Алгоритм оцінювання розбалансу

3.1. Величина розбалансу V розб, викликаного ймовірними значеннями систематичних похибок засобів обліку, оцінюється за алгоритмом, визначеним цією главою.

Формується масив, що містить дані (результати вимірювань) про розподілений населенню об'єм V насел, згрупований у сімнадцять груп згідно з додатком 1 до Кодексу газорозподільних систем. Крім того, існують окремі групи споживачів (юридичних осіб), що містять результати вимірювання V юрид.осіб, які не відносяться до вказаних вище 17 груп. Кожна група оснащена засобами обліку одного класу.

При формуванні масиву даних V насел обсяги природного газу, визначені загальнобудинковим вузлом обліку природного газу, розподіляються за категоріями відповідно до класу точності загальнобудинкового вузла обліку природного газу.

При формуванні масиву даних V насел не враховуються обсяги газу, розподілені споживачам, які не оснащені приладами обліку.

При формуванні масиву даних V юрид.осіб не враховуються обсяги газу, розподілені споживачам, що мають річне споживання 3 млн кубічних метрів і більше.

При цьому значення $V_{вх}$ зменшується на:

обсяги природного газу, спожиті на власні потреби Оператора ГРМ;

обсяги газу, розподілені споживачам, які не оснащені приладами обліку;

обсяги газу, розподілені споживачам, що мають річне споживання 3 млн кубічних метрів і більше.

3.2. На основі сформованого масиву для кожної групи перевіряється гіпотеза про виникнення розбалансу V розб внаслідок ймовірності можливих значень систематичних похибок засобів обліку за алгоритмом, викладеним у додатку до цих Обсягів.

3.3. Невизначеність $U_{V_{спож\ j}}$ вимірювання об'єму $V_{спож}$ в абсолютних одиницях для кожної категорії обчислюється за співвідношенням

$$U_{V_{спож\ j}} = V_{спож\ j} \cdot U'_{V_{спож\ j}}, \quad (7)$$

де значення $U'_{V_{спож\ j}}$ визначається відповідно до формули 1 з урахуванням положень пункту 1.3 глави 1 цих Обсягів.

3.4. Оскільки невизначеність результатів вимірювання засобами обліку для споживачів кожної окремої групи є однаковою та відомою, з урахуванням формули 6 сумарна невизначеність $U_{V_{спож}}$ вимірювання об'єму $V_{спож}$ засобами вимірювальної техніки j -ї групи споживання може бути описана залежністю

$$U_{V_{спож}} = \sqrt{\sum_{j=1}^n U_{V_{спож\ j}}^2}, \quad (8)$$

3.5. Невизначеність вимірювання об'єму засобом вимірювання в точках входу $U_{V_{вх}}$ в абсолютних одиницях може бути визначена як:

$$U_{V_{вх}} = V_{вх} \cdot u'_{V_{вх}}, \quad (9)$$

де відносна невизначеність вимірювання об'єму розподіленого газу $u'_{V_{вх}}$ знаходиться відповідно до формули 1.

3.6. Невизначеність об'єму розбалансу $U_{V_{розб}}$ в абсолютних одиницях за умови незалежності результатів вимірювання об'єму природного газу засобами вимірювальної техніки споживачів та точок входу при однаковому рівні довіри визначається за формулою

$$U_{V_{розб}} = \sqrt{U_{V_{спож}}^2 + U_{V_{вх}}^2}. \quad (10)$$

Для сумарного об'єму розподіленого газу, визначеного як сума об'ємів розподіленого газу усім m споживачам, підключеними до розподільної системи, невизначеність $U_{V_{спож}}$ внаслідок імовірнісного сумування окремих її складових буде менше невизначеності $U_{V_{вх}}$ надходження

об'єму, відтак точність вимірювання спожитого об'єму газу буде вище у $\frac{U_{V_{\text{вх}}}}{U_{V_{\text{спож}}}}$ разів і залежатиме від числа споживачів m .

Додаток
до Обсягів нормативних втрат
природного газу за відповідний період,
що виникають унаслідок різних
метрологічних характеристик засобів
вимірювальної техніки, що
використовуються на вході в ГРМ та на
виході з ГРМ на об'єктах споживачів

Перевірка гіпотези про виникнення розбалансу внаслідок впливу можливих значень основної (систематичної) похибки застосованих засобів вимірювання

Теоретична основа вирішення задачі полягає в перевірці співвідношення абсолютної величини розбалансу та абсолютного значення випадкової похибки визначення розбалансу (випадкова величина розбалансу розглядається тільки у випадку, коли її абсолютне значення перевищує похибку, з якою вона була визначена), що описується рівнянням

$$|V_{\text{розб}}| \leq \Delta V_{\text{розб}}, \quad (1)$$

де $|V_{\text{розб}}|$ - абсолютне значення об'єму розбалансу;

$\Delta V_{\text{розб}}$ - оцінка похибки визначення об'єму розбалансу.

Якщо істинне значення розбалансу $V_{\text{розб}} = 0$, то оцінка його значення, розрахована за формулою 3 Обсягів, може знаходитися в інтервалі від мінус $\Delta V_{\text{розб}}$ до $\Delta V_{\text{розб}}$ внаслідок випадкової похибки $\Delta V_{\text{розб}}$ (рис. 1). Відтак якщо абсолютна величина значення розбалансу не перевищує похибку, з якою його можна визначити, то отримане значення розбалансу з урахуванням похибок застосованих засобів обліку можна вважати таким, що викликане випадковими похибками засобів обліку, які встановлені у споживачів та на точках входу.

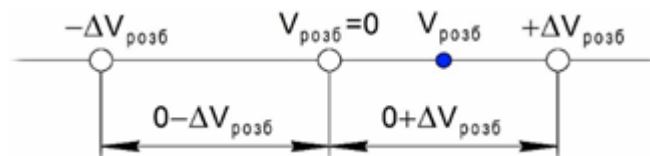


Рисунок 1. Графічна ілюстрація умови, описаної рівнянням у формулі 1

Математично перевірка умови (формула 1) може бути здійснена на основі порівняння двох середніх значень, отриманих у випадку парних спостережень ДСТУ ISO 3301:2006 "Статистичне опрацювання даних. Порівняння двох середніх значень, отриманих у випадку парних спостережень (ISO 3301:1975, IDT)", за умови прийняття гіпотези про нормальний закон розподілу результату вимірювання сукупності лічильників, на підставі якого розраховується значення розбалансу, що в свою чергу базується на припущенні про відповідність застосованих засобів обліку положенням Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" та Технічного регламенту.

У такому випадку дисперсія похибки розбалансу $S_{V_{розб}}^2$ чисельно буде рівна сумі дисперсій усіх випадкових похибок, що описується рівнянням

$$S_{V_{розб}}^2 = S_{\Delta V_{вх}}^2 + \sum_{j=1}^n S_{\Delta V_{спожj}}^2, \quad (2)$$

де $S_{\Delta V_{вх}}^2$ - дисперсія похибки вимірювання об'ємів газу для точок входу;

$S_{\Delta V_{спожj}}^2$ - дисперсія похибки вимірювання об'ємів газу j -тим споживачем.

Похибка об'ємів розбалансу $\Delta V_{розб}$ розраховується за формулою

$$\Delta V_{розб} = t \cdot S_{V_{розб}}, \quad (3)$$

де t - відносна ширина довірчого інтервалу випадкової похибки $\Delta V_{розб}$ (критерій Стюдента).

У випадку виконання умови формули 1 величина розбалансу обумовлена впливом випадкових величин і може бути оцінена за цією методикою, якщо умова формули 1 не виконується, розбаланс вважається суттєвим.

Для ідеального випадку, коли розбаланс відсутній ($V_{розб} = 0$), величина $2 \cdot \Delta V_{розб} = T_{V_{розб}}$ є 95 % граничним значенням розбалансу об'ємів газу для газорозподільних систем (рис. 2), яке можна пояснити впливом тільки випадкових величин. Цей вплив характеризується нормальним законом розподілу з математичним сподіванням, яке дорівнює нулю.

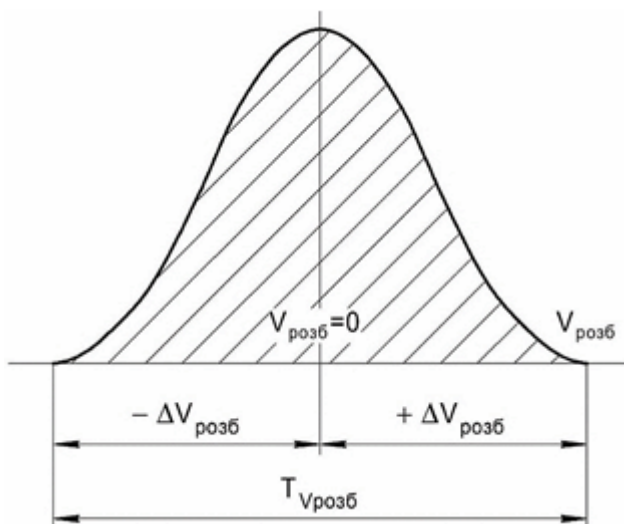


Рисунок 2. 95 % граничні значення величини розбалансу для типових систем газорозподілу, обумовленого впливом випадкових величин

(додаток 9 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 11.08.2021 р. N 1311)

Додаток 10
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу

ОБСЯГИ

нормативних витрат природного газу $Q_{\text{ВитПит.ст}}$ для забезпечення продування та заповнення новозбудованих сталевих газопроводів газом

куб. м газу на 1 км

N з/ п	Умовний прохід (діаметр) газопроводу, Ду, мм	Витрати газу для газопроводів тиску Р, кгс/см ² (кПа)			
		$P \leq 0,05$ ($P \leq 5$)	$0,05 < P \leq 3$ ($5 < P \leq 300$)	$3 < P \leq 6$ ($300 < P \leq 600$)	$6 < P \leq 12$ ($600 < P \leq 1200$)
1	15	0,25	0,94	1,49	2,57
2	20	0,44	1,68	2,64	4,57
3	25	0,68	2,62	4,13	7,15
4	32	1,12	4,3	6,77	11,7
5	40	1,75	6,71	10,6	18,3
6	50	2,73	10,5	16,5	28,6
7	65	4,61	17,7	27,9	48,3
8	80	6,98	26,9	42,3	73,2
9	100	10,9	42	66,1	114,4
10	125	17	65,6	103,3	178,7
11	150	24,5	94,4	148,7	257,3
12	200	43,6	167,9	264,4	457,5
13	250	68,2	262,3	413,1	714,8
14	300	98,2	377,7	594,9	1029,3
15	350	133,6	514,1	809,7	1400,9
16	400	174,6	671,5	1057,6	1829,8

17	500	272,7	1049,2	1652,5	2859,1
18	600	392,7	1510,8	2379,6	4117,1
19	700	534,6	2056,4	3238,9	5603,8
20	800	698,2	2685,9	4230,4	7319,2
21	900	883,7	3399,4	5354	9263,4
22	1000	1090,9	4196,7	6609,9	11436,3

Додаток 11
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 4.5 глави 4)

ОБСЯГИ

**нормативних витрат природного газу $Q_{\text{вирт.пл}}$ для забезпечення продування та
заповнення новозбудованих поліетиленових газопроводів газом**

куб. м газу на 1 км

N з/п	Номинальний зовнішній діаметр* поліетиленового газопроводу, мм	Витрати газу для газопроводів тиску P, кгс/см ² (кПа)			
		$P \leq 0,05$ ($P \leq 5$)	$0,05 < P \leq 3$ ($5 < P \leq 300$)	$3 < P \leq 6$ ($300 < P \leq 600$)	$6 < P \leq 10$ ($600 < P \leq 1000$)
1	20	0,21	0,82	1,3	1,93
2	25	0,39	1,52	2,39	3,55
3	32	0,74	2,84	4,47	6,64
4	40	1,16	4,46	7,02	10,4
5	50	2,15	8,29	13,1	16,4
6	63	3,42	13,2	20,7	26
7	75	4,85	18,7	29,4	37

8	90	6,98	26,9	42,3	53,2
9	110	10,4	40,1	63,2	79,6
10	125	13,5	51,8	81,6	102,6
11	140	16,9	65	102,4	129,1
12	160	22,1	84,9	133,7	168,1
13	180	27,9	107,4	169,2	212,9
14	200	34,5	132,6	208,9	263
15	225	43,6	167,9	264,4	332,7
16	250	53,9	207,2	326,4	411,4
17	280	67,6	260	409,5	516,3
18	315	85,5	329	518,2	653,1
19	355	108	415,4	654,2	828,8
20	400	137	527,1	830,2	1052,1

* У таблиці наведено значення номінального зовнішнього діаметра поліетиленових газопроводів відповідно до маркування за ДБН В.2.5-41:2009 та ДСТУ Б В.2.7-73-98. Значення внутрішнього діаметра, необхідне для виконання розрахунку обсягів питомих витрат, обчислене за значеннями номінального зовнішнього діаметра та номінальної товщини стінки, визначеними в ДСТУ Б В.2.7-73-98 для відповідного стандартного розмірного відношення.

Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра.

Додаток 12
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 4.5 глави 4)

ОБСЯГИ

нормативних витрат природного газу $Q_{\text{Вит2пнт.ст}}$ при зниженні надлишкового тиску у сталевих газопроводах до мінімального, їх продування та заповнення під час капітального ремонту ділянок

куб. м газу на 1 км

N з/п	Умовний прохід (діаметр) газопроводу, Ду, мм	Витрати газу для газопроводів тиску Р, кгс/см ² (кПа)			
		$P \leq 0,05$ ($P \leq 5$)	$0,05 < P \leq 3$ ($5 < P \leq 300$)	$3 < P \leq 6$ ($300 < P \leq 600$)	$6 < P \leq 12$ ($600 < P \leq 1200$)
1	15	0,43	1,13	1,68	2,76
2	20	0,77	2,01	2,98	4,91
3	25	1,21	3,15	4,66	7,67
4	32	1,98	5,16	7,63	12,6
5	40	3,09	8,1	11,9	19,6
6	50	4,83	12,6	18,6	30,7
7	65	8,15	21,3	31,5	51,9
8	80	12,4	32,2	47,7	78,6
9	100	19,3	50,4	74,5	122,8
10	125	30,2	78,7	116,4	191,8
11	150	43,4	113,3	167,6	276,2
12	200	77,2	201,4	298	491
13	250	120,6	314,7	465,6	767,2
14	300	173,7	453,2	670,4	1104,8
15	350	236,4	616,9	912,5	1503,7
16	400	308,8	805,7	1191,9	1964,1
17	500	482,5	1259	1862,3	3068,9

18	600	694,8	1812,9	2681,7	4419,2
19	700	945,8	2467,6	3650,1	6015
20	800	1235,3	3223	4767,4	7856,3
21	900	1563,4	4079,1	6033,8	9943,2
22	1000	1930,1	5035,9	7449,1	12275,5

Додаток 13
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних витрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 4.5 глави 4)

ОБСЯГИ

**нормативних витрат природного газу $Q_{\text{Вит2пнт.пл.}}$ при зниженні надлишкового тиску в
поліетиленових газопроводах до мінімального, їх продування та заповнення під час
капітального ремонту ділянок**

куб. м газу на 1 км

N з/п	Номинальний зовнішній діаметр* поліетиленового газопроводу, мм	Витрати газу для газопроводів тиску P, кгс/см ² (кПа)			
		$P \leq 0,05$ ($P \leq 5$)	$0,05 < P \leq 3$ ($5 < P \leq 300$)	$3 < P \leq 6$ ($300 < P \leq 600$)	$6 < P \leq 10$ ($600 < P \leq 1000$)
1	20	0,38	0,99	1,46	2,09
2	25	0,7	1,82	2,69	3,85
3	32	1,3	3,4	5,04	7,21
4	40	2,05	5,35	7,92	11,3
5	50	3,81	9,95	14,7	17,8
6	63	6,05	15,8	23,4	28,2
7	75	8,58	22,4	33,1	40,2

8	90	12,4	32,2	47,7	57,8
9	110	18,5	48,1	71,2	86,4
10	125	23,8	62,2	92	111,4
11	140	29,9	78	115,4	140,1
12	160	39	101,9	150,7	182,5
13	180	49,4	128,9	190,7	231,1
14	200	61	159,2	235,4	285,5
15	225	77,2	201,4	298	361,1
16	250	95,3	248,7	367,9	446,5
17	280	119,6	312	461,4	560,4
18	315	151,3	394,8	584	708,9
19	355	191	498,4	737,3	899,5
20	400	242,4	632,5	935,6	1142

* У таблиці наведено значення номінального зовнішнього діаметра поліетиленових газопроводів відповідно до маркування за ДБН В.2.5-41:2009 та ДСТУ Б В.2.7-73-98. Значення внутрішнього діаметра, необхідне для виконання розрахунку обсягів питомих витрат, обчислене за значеннями номінального зовнішнього діаметра та номінальної товщини стінки, визначеними в ДСТУ Б В.2.7-73-98 для відповідного стандартного розмірного відношення.

Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра.

Додаток 14
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних витрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 4.5 глави 4)

ОБСЯГИ
нормативних витрат природного газу $Q_{\text{вит4пит}}$ на продування, заповнення, регулювання

та налагодження обладнання новозбудованого ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП та після капітального ремонту та реконструкції

куб. м газу на 1 ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП

N з/п	Умовний діаметр продувної свічки,* Ду, мм	Витрати газу** для тиску на виході ГРП Р, кГс/см ² (кПа)			
		$P \leq 0,05$ ($P \leq 5$)	$0,05 < P \leq 3$ ($5 < P \leq 300$)	$3 < P \leq 6$ ($300 < P \leq 600$)	$6 < P \leq 12$ ($600 < P \leq 1200$)
1	20	11,9	81,6	179	325,1
2	25	18,6	127,5	279,7	507,9
3	32	30,5	208,9	458,2	832,2
4	50	74,6	510	1118,7	2031,8
5	80	190,9	1305,5	2863,9	5201,4
6	100	298,3	2039,9	4474,8	8127,1
7	150	671,2	4589,7	10068,2	18286,1

* Розрахунок проводиться по кожній групі ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП з однаковим умовним діаметром свічок (скидних трубопроводів). Усереднене значення умовних діаметрів свічок при розрахунках не застосовується.

** Витрати газу обчислені для середнього із вказаного діапазону значення тиску на виході ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП.

Додаток 15
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 4.8 глави 4)

**АНАЛІТИЧНІ ЗАЛЕЖНОСТІ
для обчислення питомих значень нормативних витрат природного газу**

1. Ці Аналітичні залежності розроблені таким чином, що результат визначення обсягу виробничо-технологічних витрат за кожною складовою отримується у м³ за стандартних умов (згідно з ГОСТ 2939-63) (далі за текстом - м³).

2. Питомі виробничо-технологічні витрати газу $Q_{\text{Вит1пит.ст.}}$ та $Q_{\text{Вит1пит.пл.}}$ для забезпечення продування та заповнення новозбудованих сталевих та поліетиленових газопроводів газом обчислені за формулою

$$Q_{\text{Вит1пит.}} = \frac{T_c}{P_c} \frac{V_{\text{тр}}}{T_r} \cdot [P_r + (K_{\text{пр}} - 1)P_{\text{пр}}] = 0,0029 \frac{V_{\text{тр}}}{T_r} \cdot [P_r + (K_{\text{пр}} - 1)P_{\text{пр}}] \quad , \quad (1)$$

де $V_{\text{тр}}$ - геометричний об'єм 1 км газопроводу, м³;

T_r - абсолютна температура газу ($T_r = 273,15 + t_r$), К;

t_r - температура газу, °С;

P_r - абсолютний робочий тиск газу в газопроводі ($P_r = P_6 + P_{\text{г.н}}$), Па;

P_6 - барометричний тиск, Па;

$P_{\text{г.н}}$ - надлишковий тиск газу, Па;

$P_{\text{пр}}$ - абсолютний тиск газу в газопроводі при продуванні ($P_{\text{пр}} = P_6 + P_{\text{пр.н}}$), Па;

$P_{\text{пр.н}}$ - надлишковий тиск газу при продуванні, Па;

$K_{\text{пр}}$ - коефіцієнт, який ураховує надлишок об'єму газу для продування газопроводу;

P_c, T_c - тиск та температура стандартних умов ($P_c = 101325$ Па, $T_c = 293,15$ К).

На основі досвіду експлуатації газорозподільних мереж встановлено, що максимальне значення коефіцієнта надлишку продувки $K_{\text{пр}} = 1,3$.

Ураховуючи, що для газопроводів низького тиску тиск продування дорівнює робочому тиску газу $P_{\text{пр}} = P_r$, формула 1 цих Аналітичних залежностей набуває вигляду

$$Q_{\text{Вит1пит.}} = 0,0029 \cdot K_{\text{пр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot \frac{P_r}{T_r} \quad . \quad (2)$$

Геометричний об'єм 1 км газопроводу визначають за формулою

$$V_{\text{тр}} = 1000 \cdot \frac{\pi D^2}{4} = 785,4 \cdot D^2 \quad , \quad (3)$$

де D - діаметр газопроводу, м. Для сталевих газопроводів значення діаметра приймається рівним умовному діаметру, для поліетиленових газопроводів визначається за значенням номінального зовнішнього діаметра поліетиленових газопроводів та товщини стінки для більшого стандартного розмірного відношення відповідно до маркування за ДБН В.2.5-41:2009.

Граничні обсяги питомих виробничо-технологічних витрат газу $Q_{\text{Вит1пит.ст.}}$ та $Q_{\text{Вит1пит.пл.}}$, отримані за формулами 1 та 2 цих Аналітичних залежностей для сталевих та поліетиленових газопроводів, наведені, відповідно, у додатках 10 та 11 до цієї Методики.

3. Питомі виробничо-технологічні витрати газу $Q_{\text{Вит2пит.ст.}}$ та $Q_{\text{Вит2пит.пл.}}$ під час зниження надлишкового тиску в газопроводах, подальшого їх продування і заповнення для сталевих та поліетиленових газопроводів визначені за формулою

$$Q_{\text{Вит2пит.}} = 0,0029 \frac{V_{\text{тр}}}{T_r} \cdot [P_{\text{мін}} + (K_{\text{пр}} - 1)P_{\text{пр}} + P_r]$$

де $P_{\text{мін}}$ - мінімальний тиск у газопроводі після його зниження ($P_{\text{мін}} = P_6 + P_{\text{мін.н}}$), Па;

$P_{\text{мін.н}}$ - надлишковий мінімальний тиск газу, Па;

усі інші позначення відповідають позначенням у формулі 1 цих Аналітичних залежностей.

Для газопроводів низького тиску за умови, що мінімальний тиск, тиск продування та робочий тиск газу є рівними $P_{\text{мін}} = P_{\text{пр}} = P_r$, формула 4 цих Аналітичних залежностей набуває вигляду

$$Q_{\text{Вит2пит.}} = 0,0029 \cdot (1 + K_{\text{пр}}) \cdot V_{\text{тр}} \cdot \frac{P_r}{T_r} = 0,0067 \cdot V_{\text{тр}} \cdot \frac{P_r}{T_r} \quad (4)$$

Геометричний об'єм 1 км газопроводу обчислюють за формулою 3 цього додатка.

Граничні обсяги питомих виробничо-технологічних витрат газу $Q_{\text{Вит2пит.ст.}}$, $Q_{\text{Вит2пит.пл.}}$ отримані за формулами 4 та 5 цього додатка для сталевих та поліетиленових газопроводів, наведені, відповідно, у додатках 12 та 13 до цієї Методики.

4. Питомі виробничо-технологічні витрати газу на проведення продування, заповнення, регулювання та настроювання обладнання новозбудованих ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, після капітального ремонту та реконструкції $Q_{\text{Вит4пит.}}$ обчислюють за залежностями:

при співвідношенні барометричного тиску та абсолютного тиску газу на вході продувної свічки $P_6 = P_r > 0.54$ (абсолютний робочий тиск газу P_r менший 190 кПа) за формулою

$$Q_{\text{Вит4пит.}} = 247,65 \cdot \frac{d^2}{\sqrt{\rho_c}} \cdot P_r^{0,24} \cdot P_6^{0,76} \cdot \sqrt{\frac{1}{T_r} \cdot \left[1 - \left(\frac{P_6}{P_r} \right)^{0,24} \right]} \cdot t_{\text{налаг.}} \quad ; \quad (5)$$

при співвідношенні барометричного тиску та абсолютного тиску газу на вході продувної свічки $P_6/P_r \leq 0.54$ (абсолютний робочий тиск газу P_r рівний чи більший 190 кПа) за формулою

$$Q_{\text{Вит4пит.}} = 57,43 \cdot \frac{d^2 \cdot P_r}{\sqrt{T_r \cdot \rho_c}} \cdot t_{\text{налаг.}} \quad , \quad (6)$$

де d - внутрішній діаметр продувного трубопроводу (свічки), м;

P_r - абсолютний тиск газу на виході ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП під час налагодження обладнання, Па;

P_6 - барометричний тиск, Па;

T_r - абсолютна температура газу, К;

ρ_c - густина газу за стандартних умов, кг/м³;

$t_{\text{налаг.}}$ - час продування, годин. Час продування залежить від місткості устаткування ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП і досягає 0,2 години.

Формули 6 та 7 цих Аналітичних залежностей отримані на основі рівнянь (Сен-Венана-Ванцеля) докритичного та критичного витікання з урахуванням коефіцієнта витікання газу через циліндричне сопло (насадку) та опору продувного трубопроводу (свічки). Значення

постійних коефіцієнтів у формулах 6 та 7 цих Аналітичних залежностей отримані на основі значень тиску та температури стандартних умов (P_c , T_c), усереднених значень показника адіабати та коефіцієнта стисливості газу, усередненого значення коефіцієнта витікання, інших констант.

Додаток 16

до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункту 5.2 глави 5)

Коефіцієнти коригування показів побутових лічильників газу в разі розміщення лічильників зовні приміщень на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка дорівнює або менше ніж 1,0 м

[illegible]

12	Республіка Крим	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,00	0,99	0,98	0,99	1,01	1,03	1,04
13	м. Севастополь	1,07	1,07	1,07	1,05	1,04	1,02	1,01	1,00	1,01	1,03	1,04	1,06
14	Луганська	1,08	1,08	1,08	1,06	1,04	1,02	1,01	1,01	1,02	1,04	1,06	1,07
15	Львівська	1,04	1,04	1,04	1,03	1,02	1,00	1,00	0,99	1,00	1,01	1,02	1,04
16	Миколаївська	1,08	1,08	1,08	1,06	1,04	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,05	1,07
17	Одеська	1,07	1,08	1,08	1,06	1,04	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,05	1,06
18	Полтавська	1,07	1,07	1,07	1,06	1,04	1,02	1,01	1,01	1,02	1,03	1,05	1,06
19	Рівненська	1,06	1,06	1,06	1,04	1,02	1,01	1,00	1,00	1,01	1,03	1,04	1,05
20	Сумська	1,07	1,07	1,07	1,06	1,03	1,01	1,00	1,00	1,01	1,03	1,05	1,06
21	Тернопільська	1,04	1,05	1,05	1,03	1,01	1,00	0,99	0,99	1,00	1,01	1,02	1,03
22	Харківська	1,07	1,07	1,07	1,06	1,04	1,02	1,01	1,01	1,02	1,03	1,05	1,06
23	Херсонська	1,08	1,08	1,08	1,06	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01	1,03	1,05	1,07
24	Хмельницька	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00	1,02	1,03	1,04
25	Черкаська	1,07	1,08	1,08	1,06	1,04	1,02	1,01	1,01	1,02	1,04	1,05	1,06
26	Чернігівська	1,07	1,08	1,08	1,06	1,04	1,02	1,01	1,01	1,02	1,04	1,05	1,07
27	Чернівецька	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,01	1,00	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04

Додаток 17
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункту 5.2 глави 5)

**Коефіцієнти коригування показів побутових лічильників газу в разі розміщення лічильників
зовні приміщень на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера
лічильника, яка більше ніж 1,0 м**

--	--	--

N з/ п	Область, місто	Розрахунковий період												
		Календарний місяць												Пр
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
1	Вінницька	1,08	1,08	1,06	1,03	1,01	0,98	0,97	0,98	1,01	1,03	1,05	1,07	
2	Волинська	1,09	1,08	1,07	1,04	1,02	1,00	1,00	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	
3	Дніпропетровська	1,10	1,10	1,08	1,04	1,01	0,98	0,97	0,98	1,02	1,05	1,07	1,09	
4	Донецька	1,09	1,09	1,07	1,03	1,01	0,98	0,97	0,97	1,01	1,04	1,06	1,08	
5	Житомирська	1,09	1,09	1,07	1,04	1,01	1,00	0,99	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	
6	Закарпатська	1,09	1,08	1,06	1,04	1,02	0,99	0,99	0,99	1,02	1,05	1,06	1,08	
7	Запорізька	1,11	1,11	1,08	1,05	1,02	0,99	0,98	0,99	1,03	1,05	1,08	1,10	
8	Івано-Франківська	1,08	1,08	1,05	1,03	1,01	1,00	0,99	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	
9	Київська	1,10	1,09	1,07	1,04	1,02	0,99	0,98	0,98	1,02	1,05	1,07	1,09	
10	м. Київ	1,10	1,09	1,07	1,04	1,02	0,99	0,98	0,98	1,02	1,05	1,07	1,09	
11	Кіровоградська	1,10	1,09	1,07	1,04	1,01	1,00	0,99	1,00	1,02	1,05	1,07	1,09	
12	Республіка Крим	1,07	1,07	1,06	1,03	1,01	0,98	0,97	0,97	1,01	1,03	1,05	1,06	
13	м. Севастополь	1,08	1,08	1,07	1,05	1,03	1,00	0,99	0,99	1,02	1,04	1,06	1,07	
14	Луганська	1,12	1,11	1,09	1,05	1,02	1,01	1,00	1,01	1,03	1,06	1,08	1,10	
15	Львівська	1,07	1,07	1,05	1,02	1,01	0,98	0,97	0,98	1,01	1,03	1,04	1,06	
16	Миколаївська	1,11	1,10	1,08	1,05	1,02	1,01	1,00	1,00	1,03	1,05	1,08	1,10	
17	Одеська	1,10	1,10	1,08	1,05	1,03	1,01	1,00	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	
18	Полтавська	1,10	1,10	1,08	1,04	1,02	0,99	0,98	0,98	1,02	1,05	1,07	1,09	
19	Рівненська	1,09	1,08	1,06	1,04	1,01	1,00	1,00	1,00	1,02	1,04	1,06	1,07	
20	Сумська	1,11	1,10	1,08	1,05	1,02	1,00	1,00	1,00	1,02	1,05	1,07	1,09	

21	Тернопільська	1,07	1,07	1,05	1,02	1,00	0,97	0,97	0,97	1,00	1,03	1,05	1,06
22	Харківська	1,11	1,11	1,08	1,04	1,02	1,00	0,99	1,00	1,02	1,05	1,08	1,09
23	Херсонська	1,10	1,10	1,08	1,05	1,03	1,01	1,00	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09
24	Хмельницька	1,08	1,07	1,06	1,03	1,00	0,98	0,97	0,97	1,01	1,03	1,05	1,07
25	Черкаська	1,11	1,10	1,08	1,05	1,02	1,01	1,00	1,01	1,03	1,06	1,08	1,09
26	Чернігівська	1,11	1,11	1,09	1,05	1,02	1,01	1,00	1,01	1,03	1,06	1,08	1,10
27	Чернівецька	1,09	1,08	1,06	1,03	1,01	0,98	0,98	0,98	1,01	1,03	1,06	1,07

Додаток 18

Методики визначення розмірів
нормативних виробничо-технологічних
втрат і витрат природного газу під час
його переміщення газорозподільною
системою
(пункту 5.2 глави 5)

**Коефіцієнти коригування показів побутових лічильників газу в разі розміщення лічильника
в опалюваному приміщенні на відстані від місця входу газопроводу в приміщення до
вхідного штуцера лічильника, яка дорівнює або менше ніж 0,5 м**

N з/ п	Область, місто	Розрахунковий період											
		Календарний місяць											
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
1	Вінницька	1,03	1,03	1,02	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,99	1,00	1,02	1,02
2	Волинська	1,04	1,04	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,02	1,03
3	Дніпропетровська	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01	1,00	0,99	0,99	1,01	1,01	1,03	1,04
4	Донецька	1,04	1,04	1,03	1,00	1,00	0,99	0,98	0,99	1,00	1,00	1,02	1,03
5	Житомирська	1,04	1,04	1,03	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,02	1,03
6	Закарпатська	1,04	1,04	1,03	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04

7	Запорізька	1,06	1,06	1,04	1,02	1,02	1,00	1,00	1,00	1,02	1,02	1,04	1,05
8	Івано-Франківська	1,04	1,04	1,02	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,02	1,04
9	Київська	1,04	1,04	1,03	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,01	1,01	1,03	1,04
10	м. Київ	1,04	1,04	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	1,01	1,01	1,03	1,04
11	Кіровоградська	1,04	1,04	1,03	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,01	1,01	1,03	1,04
12	Республіка Крим	1,03	1,03	1,02	1,00	1,00	0,99	0,98	0,99	1,00	1,01	1,02	1,02
13	м. Севастополь	1,05	1,04	1,04	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,02	1,03	1,04	1,04
14	Луганська	1,06	1,06	1,05	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,02	1,02	1,05	1,05
15	Львівська	1,03	1,03	1,02	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,02	1,03
16	Миколаївська	1,06	1,06	1,04	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,02	1,03	1,04	1,05
17	Одеська	1,05	1,05	1,04	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,02	1,03	1,04	1,04
18	Полтавська	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01	1,00	0,99	1,00	1,01	1,01	1,03	1,04
19	Рівненська	1,03	1,03	1,02	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,02	1,03
20	Сумська	1,05	1,05	1,03	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,01	1,01	1,03	1,04
21	Тернопільська	1,03	1,03	1,02	1,00	0,99	0,99	0,98	0,99	0,99	1,00	1,02	1,03
22	Харківська	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01	1,00	0,99	1,00	1,01	1,01	1,03	1,04
23	Херсонська	1,05	1,05	1,04	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,02	1,03	1,04	1,05
24	Хмельницька	1,04	1,04	1,02	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,99	1,00	1,02	1,03
25	Черкаська	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,02	1,04	1,05
26	Чернігівська	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	1,02	1,04	1,05
27	Чернівецька	1,03	1,03	1,02	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	1,02	1,03

до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункту 5.2 глави 5)

Коефіцієнти коригування показів побутових лічильників газу в разі розміщення лічильника в опалюваному приміщенні на відстані від місця входу газопроводу в приміщення до вхідного штуцера лічильника, яка більше ніж 0,5 м та дорівнює або менше ніж 1,5 м

N з/ п	Область, місто	Розрахунковий період												Г
		Календарний місяць												
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
1	Вінницька	1,02	1,02	1,01	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,01	1,01	
2	Волинська	1,03	1,02	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,02	1,02	
3	Дніпропетровська	1,03	1,03	1,03	1,01	1,01	1,00	0,99	0,99	1,01	1,01	1,03	1,03	
4	Донецька	1,02	1,02	1,02	1,00	1,00	0,99	0,98	0,99	1,00	1,00	1,02	1,02	
5	Житомирська	1,02	1,02	1,02	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,01	1,02	
6	Закарпатська	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,01	1,02	1,02	1,03	
7	Запорізька	1,05	1,04	1,04	1,02	1,02	1,00	1,00	1,00	1,02	1,02	1,03	1,04	
8	Івано-Франківська	1,03	1,03	1,02	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,01	1,02	
9	Київська	1,03	1,03	1,02	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,01	1,01	1,02	1,03	
10	м. Київ	1,03	1,03	1,02	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,01	1,01	1,02	1,03	
11	Кіровоградська	1,03	1,03	1,02	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,01	1,01	1,02	1,03	
12	Республіка Крим	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	0,99	0,98	0,99	1,00	1,01	1,01	1,02	
13	м. Севастополь	1,04	1,04	1,03	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,02	1,03	1,03	1,04	
14	Луганська	1,05	1,05	1,04	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,02	1,02	1,04	1,04	
15	Львівська	1,02	1,02	1,01	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,01	1,02	

16	Миколаївська	1,05	1,04	1,04	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,02	1,03	1,04	1,04
17	Одеська	1,04	1,04	1,03	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,02	1,03	1,03	1,04
18	Полтавська	1,03	1,03	1,03	1,01	1,01	1,00	0,99	1,00	1,01	1,01	1,02	1,03
19	Рівненська	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,01	1,02
20	Сумська	1,03	1,03	1,02	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,01	1,01	1,02	1,03
21	Тернопільська	1,02	1,02	1,01	0,99	0,99	0,99	0,98	0,99	0,99	1,00	1,01	1,02
22	Харківська	1,04	1,04	1,03	1,01	1,01	1,00	0,99	1,00	1,01	1,01	1,03	1,03
23	Херсонська	1,04	1,04	1,03	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,02	1,03	1,03	1,04
24	Хмельницька	1,03	1,02	1,01	0,99	0,99	0,99	0,98	0,99	0,99	1,00	1,01	1,02
25	Черкаська	1,02	1,04	1,03	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,01	1,02	1,03	1,03
26	Чернігівська	1,04	1,04	1,03	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	1,02	1,03	1,03
27	Чернівецька	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	1,01	1,02

Додаток 20
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункту 5.2 глави 5)

Коефіцієнти коригування показів побутових лічильників газу в разі розміщення лічильника в опалюваному приміщенні на відстані від місця входу газопроводу в приміщення до вхідного штуцера лічильника, яка більше ніж 1,5 м

N з/ п	Область, місто	Розрахунковий період												
		Календарний місяць												
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
1	Вінницька	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	

24	Хмельницька	1,01	1,01	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,99	0,99	1,00	1,00	1,01
25	Черкаська	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,01	1,02	1,02	1,02
26	Чернігівська	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,01	1,02	1,02	1,02
27	Чернівецька	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00

Додаток 21

до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункту 5.2 глави 5)

Коефіцієнти коригування показів побутових лічильників газу з елементами температурної компенсації

N з/ п	Область, місто	Розрахунковий період											
		Календарний місяць											
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10		
1	Вінницька	0,987	0,986	0,986	0,980	0,985	0,983	0,984	0,985	0,987	0,989		
2	Волинська	0,996	0,996	0,996	0,993	0,994	0,993	0,993	0,994	0,996	0,998		
3	Дніпропетровська	1,004	1,004	1,003	1,000	1,000	0,998	0,998	1,000	1,003	1,006		
4	Донецька	0,994	0,994	0,993	0,990	0,990	0,988	0,988	0,989	0,992	0,995		
5	Житомирська	0,994	0,993	0,993	0,990	0,991	0,980	0,990	0,991	0,994	0,996		
6	Закарпатська	1,008	1,006	1,004	1,001	1,003	1,000	1,003	1,004	1,006	1,008		
7	Запорізька	1,015	1,014	1,013	1,010	1,010	1,008	1,007	1,009	1,012	1,016		
8	Івано-Франківська	0,988	0,988	0,987	0,984	0,986	0,985	0,986	0,987	0,987	0,990		
9	Київська	1,000	1,000	0,999	0,996	0,997	0,995	0,996	0,997	0,999	1,001		
10	м. Київ	1,000	1,000	0,999	0,996	0,997	0,995	0,996	0,997	0,999	1,001		

11	Кіровоградська	1,001	1,000	1,000	0,996	0,997	0,996	0,996	0,997	1,000	1,003
12	Республіка Крим	0,996	0,996	0,995	0,993	0,993	0,993	0,992	0,993	0,996	0,995
13	м. Севастополь	1,021	1,019	1,019	1,016	1,016	1,015	1,014	1,015	1,018	1,021
14	Луганська	1,016	1,016	1,015	1,011	1,010	1,008	1,007	1,009	1,012	1,016
15	Львівська	0,981	0,980	0,980	0,978	0,980	0,979	0,980	0,981	0,982	0,983
16	Миколаївська	1,017	1,016	1,015	1,011	1,012	1,010	1,010	1,011	1,014	1,018
17	Одеська	1,017	1,016	1,015	1,012	1,012	1,011	1,011	1,012	1,015	1,018
18	Полтавська	1,003	1,002	1,002	0,998	0,999	0,999	0,996	0,998	1,001	1,004
19	Рівненська	0,993	0,992	0,991	0,989	0,991	0,989	0,990	0,991	0,993	0,995
20	Сумська	1,000	1,001	1,000	0,997	0,997	0,995	0,995	0,996	0,999	1,002
21	Тернопільська	0,981	0,980	0,980	0,977	0,979	0,978	0,979	0,980	0,981	0,983
22	Харківська	1,004	1,004	1,003	0,999	1,000	0,998	0,997	0,999	1,002	1,005
23	Херсонська	1,017	1,016	1,015	1,011	1,012	1,010	1,010	1,011	1,012	1,018
24	Хмельницька	0,984	0,983	0,983	0,980	0,982	0,981	0,981	0,983	0,984	0,986
25	Черкаська	1,008	1,008	1,007	1,004	1,004	1,003	1,002	1,004	1,007	1,010
26	Чернігівська	1,006	1,007	1,006	1,002	1,003	1,004	1,001	1,003	1,005	1,007
27	Чернівецька	0,992	0,991	0,991	0,988	0,989	0,989	0,989	0,990	0,992	0,994

Додаток 22
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

Загальний обсяг нормативних втрат газу

Загальний обсяг нормативних втрат газу Q_B (тис. m^3 /рік)	Q_B	=	
Нормативні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності сталених газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, компенсаторів	Q_{B11}	=	
Нормативні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності поліетиленових газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури	Q_{B12}	=	
Нормативні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності обладнання та приладів ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, КБРТ	Q_{B21}	=	
Нормативні втрати газу за відповідний період, що виникають внаслідок спрацювання запобіжно-скидних клапанів ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП та внаслідок спрацювання скидних клапанів комбінованих регуляторів ШРП, КБРТ	Q_{B22}	=	
Нормативні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності газової апаратури та газових приладів квартир і житлових будинків	Q_{B3}	=	
Нормативні втрати газу для забезпечення продування та заповнення газопроводів газом під час проведення ремонтів, у тому числі:	Q_{B4}	=	
нормативні втрати газу для забезпечення продування та заповнення сталених газопроводів	Q_{B41}	=	
нормативні втрати газу для забезпечення продування та заповнення поліетиленових газопроводів	Q_{B42}	=	
Нормативні втрати газу за відповідний період, що виникають унаслідок різних метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, які використовуються на вході в ГРМ та на виході з ГРМ на об'єктах споживачів	Q_{B5}	=	

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

" " 20_ p.

[illegible]

[illegible]

Усього, м ³ /добу											
Разом, тис. м ³ /рік											

$Q_{B11} = \text{_____}$ тис. м³/рік

Примітка. Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра.

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

Додаток 24
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

"__" _____ 20__ р.

Нормативні втрати газу Q_{B12} за відповідний період за умовної нормативної герметичності поліетиленових газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури

N з/ п	Номінальний зовнішній діаметр поліети- ленового газопро- воду (мм)	Довжина газопроводів, км							
		термін експлуатації до 25 років		термін експлуатації понад 25 років, але не більше 40 років		термін експлуатації понад 40 років		термін експлуатації до :	
		поліети- ленові розпо- дільні газопро- води (в т. ч. міжсе- лищні), газопро-	розпо- дільні газопро- води, газопро- води- вводи	поліети- ленові розпо- дільні газопро- води (в т. ч. міжсе- лищні), газопро-	розпо- дільні газопро- води, газопро- води- вводи	поліети- ленові розпо- дільні газопро- води (в т. ч. міжсе- лищні), газопро-	розпо- дільні газопро- води, газопро- води- вводи	поліети- ленові розпо- дільні газопро- води (в т. ч. міжсе- лищні), газопро-	розпо- дільні газопро- води (в т. ч. міжсе- лищні), газопро-

[illegible]

18	Ø 315												
19	Ø 355												
20	Ø 400												
	Усього, км												
	Усього, м ³ / добу												
	Разом, тис. м ³ /рік												

$Q_{B12} = \text{_____}$ тис. м³/рік

Примітка. Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

Додаток 25
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

Нормативні втрати газу Q_{B21} за відповідний період за умовної нормативної герметичності обладнання та приладів ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, КБРТ

N	Умовний вихідний діаметр регулятора (Ду, мм)	Кількість основного газового обладнання та приладів (БЕЗ ПРАЦЮЮЧИХ РЕЗЕРВНИХ	Кількість основного газового обладнання та приладів (З ОДНОЧАСНОЮ РОБОТОЮ РЕЗЕРВНИХ	Кількість основного газового обладнання та приладів (БЕЗ ПРАЦЮЮЧИХ РЕЗЕРВНИХ	Кількість основного газового обладнання та приладів (З ОДНОЧАСНОЮ РОБОТОЮ РЕЗЕРВНИХ	Втрати газу на основному обладнанні та приладах з терміном експлуатації	Втрати газу на основному обладнанні та приладах з терміном експлуатації
---	--	--	---	--	---	---	---

[illegible]

№ з/п	Умовний діаметр вихідного патрубку ЗСК (Ду, мм)	Кількість ЗСК, шт.			Втрати газу, м³/добу		
		Тиск газу на виході регулятора Р, кгс/см²			Тиск газу на виході регулятора Р, кгс/см²		
		Р ≤ 0,05	0,05 < Р ≤ 3	3 < Р ≤ 12	Р ≤ 0,05	0,05 < Р ≤ 3	3 < Р ≤ 12
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Ду ≤ 25						
2	Ø 50						
3	Ø 80						
4	Ø 100						
5	Ø 150						

	Усього, шт.						
	Усього, м ³ /добу						
	Усього, тис. м ³ /рік						

$Q_{B22} =$ _____ тис. м³/рік

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

Додаток 27
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

**Нормативні втрати газу Q_{B3} за відповідний період за умовної нормативної герметичності
газової апаратури та газових приладів квартир і житлових будинків**

N з/ п	Тип обладнання	Кількість приладів		Кількість днів	
		в опалювальний період	в неопалювальний період	в опалювальний період	в неопалювальний період
1	2	3	4	5	6
1	Плита газова побутова				
2	апарат водонагрівальний проточний (газова колонка)				
3	Газове опалення				

4	Двоконтурний котел				
5*	Набір обладнання, сума нормативних втрат якого перевищує 0,18 м ³ /добу				
	Усього приладів, шт.				
	Усього, м ³				
	Усього, тис. м ³				

$Q_{B3} = \underline{\hspace{2cm}}$ тис. м³/рік

* У рядку 5 стовпчиків 5 та 6 зазначається кількість об'єктів

** Оскільки в неопалювальний період на об'єктах, де є газове опалення (одноконтурний котел), величина втрат набору обладнання може бути менша 0,18 кубічних метрів на добу, то такі об'єкти не вносяться до рядка 5, а кількість приладів на таких об'єктах розподіляється по рядках 1 - 4.

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

Додаток 28
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

Нормативні втрати газу Q_{B41} для забезпечення продування та заповнення сталевих газопроводів

N	Умовний прохід	Довжина газопроводів, км	Втрати газу, м ³ /км

[illegible]

18	Ø 600								
19	Ø 700								
20	Ø 800								
21	Ø 900								
22	Ø 1000								
	Усього, км								
	Усього, м ³								
	Усього, тис. м ³								

$Q_{B41} = \underline{\hspace{2cm}}$ тис. м³/рік

Примітка. Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

Додаток 29
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

Нормативні втрати газу Q_{B42} для забезпечення продування та заповнення поліетиленових газопроводів

N з/ п	Номінальний зовнішній діаметр поліетиленового газопроводу (мм)	Довжина газопроводів, км				Втрати газу, м ³ /км			
		$P \leq 0,05$	$0,05 < P \leq 3$	$3 < P \leq 6$	$6 < P \leq 10$	$P \leq 0,05$	$0,05 < P \leq 3$	$3 < P \leq 6$	$6 < P \leq 10$

[illegible]

19	Ø 355								
20	Ø 400								
	Усього, км								
	Усього, м ³								
	Усього, тис. м ³								

$Q_{B42} =$ _____ тис. м³/рік

Примітка. У таблиці наведено значення номінального зовнішнього діаметра поліетиленових газопроводів у відповідності до маркування за ДБН В.2.5-41:2009 та ДСТУ Б В.2.7-73-98 "Труби поліетиленові для подачі горючих газів. Технічні умови" (далі - ДСТУ Б В.2.7-73-98). Значення внутрішнього діаметра, необхідне для виконання розрахунку обсягів питомих витрат, обчислене за значенням номінального зовнішнього діаметра та номінальної товщини стінки, визначених у ДСТУ Б В.2.7-73-98 для відповідного стандартного розмірного відношення. Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра.

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

Додаток 30
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

МЕТОДИКА ОЦІНКИ ВЕЛИЧИНИ РОЗБАЛАНСУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ОБУМОВЛЕНОЇ ВИПАДКОВИМИ ПОХИБКАМИ ЗАСОБІВ ОБЛІКУ

- сірим кольором позначено поля для заповнення

Рік:

--

Організація:

--

Частина 1. Вхідна інформація												
Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12 За рік
Дані групи 1 - Побутові споживачі (Профіль 1-17) та юридичні особи, оснащені засобами обліку (клас точності 1.5), обсяги споживання, м³												
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
Юридичні особи												
Загалом												
Дані групи 2. Споживачі, не обладнані пристроями обліку газу, м³												
Група 2												
Дані групи 3. Споживачі, оснащені пристроями обліку газу (клас точності 1), м³												
Група 3												
Дані групи 4. Споживачі, що мають обсяг споживання 3 млн м³ і більше, м³												
Група 4												
Дані групи 5. Надходження в ГРМ, м³												
Група 5												

Уповноважена особа Оператора ГРМ _____

(підпис) (П. І. Б.)

Додаток З1
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

" __ " _____ 20__ р.

Частина 2. Результати розрахунків		
Загалом з початку		року
Розбаланс унаслідок похибки вимірювання, тис. м³		У % до надходження
Висновок		

Додаток 32
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних витрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ "___" _____ 20__ р.

Загальний обсяг нормативних витрат газу

Загальний обсяг нормативних витрат газу $Q_{\text{вит}}$ тис. м ³ на рік	$Q_{\text{вит}}$	=	
Нормативні витрати газу для забезпечення продування (витіснення газоповітряної суміші) та заповнення газом новозбудованих газопроводів, у тому числі:	$Q_{\text{вит1}}$	=	
нормативні витрати газу для забезпечення продування та заповнення газом новозбудованих сталевих газопроводів	$Q_{\text{вит1ст}}$	=	
нормативні витрати газу для забезпечення продування та заповнення газом новозбудованих поліетиленових газопроводів	$Q_{\text{вит1пл}}$	=	
Нормативні витрати газу під час зниження надлишкового тиску в газопроводах, подальшого їх продування і заповнення під час реконструкції, капітального ремонту ділянок, у тому числі:	$Q_{\text{вит2}}$	=	
нормативні витрати газу під час зниження надлишкового тиску у сталевих газопроводах, подальшого їх продування і заповнення під час реконструкції, капітального ремонту ділянок	$Q_{\text{вит2ст}}$	=	
нормативні витрати газу під час зниження надлишкового тиску в поліетиленових газопроводах, подальшого їх продування і заповнення під час реконструкції, капітального ремонту ділянок	$Q_{\text{вит2пл}}$	=	
Нормативні витрати газу на опалення приміщення ГРП та технологічний підігрів газу	$Q_{\text{вит3}}$	=	
Нормативні витрати газу на проведення продування, заповнення, регулювання та настроювання обладнання	$Q_{\text{вит4}}$	=	

новозбудованих ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, після капітального ремонту та реконструкції (при випусканні газу через продувну свічу)

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

Додаток 33

до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую

Голова правління

"__" _____ 20__ р.

**Нормативні витрати газу $Q_{\text{виріст}}$ для забезпечення продування та заповнення газом
новозбудованих сталених газопроводів, м^3**

№ з/ п	Умовний прохід (діаметр) газопроводу, Ду, мм	Довжина газопроводів, км				Усього витрат газу, м^3			
		$P \leq 0,05$	$0,05 < P \leq 3$	$3 < P \leq 6$	$6 < P \leq 12$	$P \leq 0,05$	$0,05 < P \leq 3$	$3 < P \leq 6$	$6 < P \leq 12$
		$(P \leq 5)$	$(5 < P \leq 300)$	$(300 < P \leq 600)$	$(600 < P \leq 1200)$	$(P \leq 5)$	$(5 < P \leq 300)$	$(300 < P \leq 600)$	$(600 < P \leq 1200)$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	15								
2	20								
3	25								
4	32								
5	40								
6	50								

7	65								
8	80								
9	100								
10	125								
11	150								
12	200								
13	250								
14	300								
15	350								
16	400								
17	500								
18	600								
19	700								
20	800								
21	900								
22	1000								
	Усього, км								
	Усього, м ³								
	Усього, тис. м ³ /рік								

Q випст = _____ тис. м³/рік

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

" " _____ 20__ p.

[illegible]

10	125								
11	140								
12	160								
13	180								
14	200								
15	225								
16	250								
17	280								
18	315								
19	355								
20	400								
	Усього, км								
	Усього, м ³								
	Усього, тис. м ³ /рік								

Q випл = _____ тис. м³/рік

Примітка. У таблиці наведено значення номінального зовнішнього діаметра поліетиленових газопроводів відповідно до маркування згідно з ДБН В.2.5-41:2009 та ДСТУ Б В.2.7-73-98. Значення внутрішнього діаметра, необхідне для виконання розрахунку обсягів питомих витрат, обчислене за значенням номінального зовнішнього діаметра та номінальної товщини стінки, визначених ДСТУ Б В.2.7-73-98 для відповідного стандартного розмірного відношення. Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра.

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

Додаток 35
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного

газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

" " 20_ p.

Нормативні витрати газу $Q_{\text{вит2ст}}$ під час зниження надлишкового тиску у сталевих газопроводах, подальшого їх продування і заповнення під час реконструкції, капітального ремонту ділянок, м^3

[illegible]

11	150								
12	200								
13	250								
14	300								
15	350								
16	400								
17	500								
18	600								
19	700								
20	800								
21	900								
22	1000								
	Усього, км								
	Усього, м ³								
	Усього, тис. м ³ /рік								

Q вит2СТ = _____ тис. м³/рік

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

Додаток 36
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую

Нормативні витрати газу $Q_{\text{вит2пл}}$ під час зниження надлишкового тиску в поліетиленових газопроводах, подальшого їх продування і заповнення під час реконструкції, капітального ремонту ділянок, м^3

N з/п	Умовний прохід (діаметр) газопроводу, Ду, мм	Довжина газопроводу				Усього витрат газу, м^3			
		$P \leq 0,05$	$0,05 < P \leq 3$	$3 < P \leq 6$	$6 < P \leq 12$	$P \leq 0,05$	$0,05 < P \leq 3$	$3 < P \leq 6$	$6 < P \leq 12$
		$(P \leq 5)$	$(5 < P \leq 300)$	$(300 < P \leq 600)$	$(600 < P \leq 1200)$	$(P \leq 5)$	$(5 < P \leq 300)$	$(300 < P \leq 600)$	$(600 < P \leq 1200)$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	20								
2	25								
3	32								
4	40								
5	50								
6	63								
7	75								
8	90								
9	110								
10	125								
11	140								
12	160								
13	180								

14	200								
15	225								
16	250								
17	280								
18	315								
19	355								
20	400								
	Усього, км								
	Усього, м ³								
	Усього, тис. м ³ /рік								

$Q_{\text{вит2пл}} = \text{_____ тис. м}^3/\text{рік}$

Примітка. У таблиці наведено значення номінального зовнішнього діаметра поліетиленових газопроводів відповідно до маркування згідно з ДБН В.2.5-41:2009 та ДСТУ Б В.2.7-73-98. Значення внутрішнього діаметра, необхідне для виконання розрахунку обсягів питомих витрат, обчислене за значенням номінального зовнішнього діаметра та номінальної товщини стінки, визначених ДСТУ Б В.2.7-73-98 для відповідного стандартного розмірного відношення. Для значень діаметрів, які не наведені в таблиці, розрахунок здійснюється за даними найближчого більшого діаметра.

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

Додаток 37
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ "___" _____ 20__ р.

**Нормативні витрати газу $Q_{\text{внт3}}$ на опалення приміщення ГРП та технологічний підігрів газу,
тис. м³ за рік**

N з/п	Типорозмір лічильника газу	Витрати газу (визначаються за показами лічильника газу), м ³
1	2	3
1		
2		
3		
...		
Разом		

м³/рік

$Q_{\text{внт3}} =$

тис. м³/рік

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис, П. І. Б.)

Додаток 38
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

**Нормативні витрати газу $Q_{\text{внт4}}$ на проведення продування, заповнення, регулювання та
настроювання обладнання новозбудованих ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП, після капітального
ремонту та реконструкції (при випусканні газу через продувну свічу), м³**

N з/п	Умовний діаметр продувної свічі, Ду, мм	Кількість ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП				Усього витрат газу			
		$P \leq 0,05$	$0,05 < P \leq 3$	$3 < P \leq 6$	$6 < P \leq 12$	,	$0,05 < P \leq 3$	$3 < P \leq 6$	$6 < P \leq 12$
		$(P \leq 5)$	$(5 < P \leq 300)$	$(300 < P \leq 600)$	$(600 < P \leq 1200)$	$(P \leq 5)$	$(5 < P \leq 300)$	$(300 < P \leq 600)$	$(600 < P \leq 1200)$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

1	20								
2	25								
3	32								
4	50								
5	80								
6	100								
7	150								
	Усього, од.								
	Усього, м ³								
	Усього, тис. м ³ /рік								

$Q_{\text{Вит4}} = \text{_____ тис. м}^3/\text{рік}$

Примітка. Розрахунок здійснюється по кожній групі ГРП, ГРПБ, ГРУ, ШРП з однаковим умовним діаметром свічок (скидних трубопроводів). Усереднене значення умовних діаметрів свічок при розрахунках не застосовується.

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис)

(П. І. Б.)

Додаток 39
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

Загальний обсяг нормативних втрат природного газу при його вимірюваннях побутовими лічильниками $Q_{\text{в}}$ (тис. м ³)	$Q_{\text{в}} =$	
---	------------------	--

Нормативні втрати побутових лічильників газу в разі розміщення лічильників зовні приміщень на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка дорівнює або менше ніж 1,0 м	$Q_{B1} =$	
Нормативні втрати побутових лічильників газу в разі розміщення лічильників зовні приміщень на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка більше ніж 1,0 м	$Q_{B2} =$	
Нормативні втрати побутових лічильників газу в разі розміщення лічильника в опалюваному приміщенні на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка дорівнює або менше ніж 0,5 м	$Q_{B3} =$	
Нормативні втрати побутових лічильників газу в разі розміщення лічильника в опалюваному приміщенні на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка більше ніж 0,5 м	$Q_{B4} =$	
Нормативні втрати побутових лічильників газу в разі розміщення лічильника в опалюваному приміщенні на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка більше ніж 1,5 м	$Q_{B5} =$	
Нормативні втрати побутових лічильників газу з елементами температурної компенсації	$Q_{B6} =$	

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис) (П. І. Б.)

Додаток 40
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

" __ " _____ 20__ р.

Обсяги нормативних втрат природного газу Q_{B1} побутових лічильників газу в разі розміщення лічильників зовні приміщень на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка дорівнює або менше ніж 1,0 м

№ з/п	Календарний місяць	Значення коефіцієнта для області згідно з Методикою	Покази побутового лічильника газу, $V_{л}, \text{м}^3$	Обсяг газу, який приведено до стандартних умов, $V_{с}, \text{м}^3$	Питома втрата газу за місяць
1	січень				
2	лютий				
3	березень				
4	квітень				
5	травень				
6	червень				
7	липень				
8	серпень				
9	вересень				
10	жовтень				
11	листопад				
12	грудень				
	Усього, м^3				
	Усього, тис. м^3				

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис, П. І. Б.)

Додаток 41
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

Обсяги нормативних втрат природного газу Q_{B2} побутових лічильників газу в разі розміщення лічильників зовні приміщень на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка більше ніж 1,0 м

№ з/п	Календарний місяць	Значення коефіцієнта для області згідно з Методикою	Покази побутового лічильника газу, $V_{л}$, м ³	Обсяг газу, який приведено до стандартних умов, $V_{с}$, м ³	Питома втрата газу за місяць
1	січень				
2	лютий				
3	березень				
4	квітень				
5	травень				
6	червень				
7	липень				
8	серпень				
9	вересень				
10	жовтень				
11	листопад				
12	грудень				
	Усього, м ³				
	Усього, тис.м ³				

$Q_{B2} = \text{_____}$ тис. м³/рік

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис, П. І. Б.)

Додаток 42
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

Обсяги нормативних втрат природного газу Q_{B3} побутових лічильників газу в разі розміщення лічильників в опалюваному приміщенні на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка дорівнює або менше ніж 0,5 м

№ з/п	Календарний місяць	Значення коефіцієнта для області згідно з Методикою	Покази побутового лічильника газу, $V_{л}, \text{м}^3$	Обсяг газу, який приведено до стандартних умов, $V_{с}, \text{м}^3$	Питома втрата газу за місяць
1	січень				
2	лютий				
3	березень				
4	квітень				
5	травень				
6	червень				
7	липень				
8	серпень				
9	вересень				
10	жовтень				
11	листопад				
12	грудень				
	Усього, м^3				
	Усього, тис. м^3				

$Q_{вз} = \text{_____ тис. м}^3/\text{рік}$

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис, П. І. Б.)

Додаток 43
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

Обсяги нормативних втрат природного газу $Q_{в4}$ побутових лічильників газу в разі розміщення лічильників в опалюваному приміщенні на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка дорівнює або менше ніж 1,5 м

№ з/п	Календарний місяць	Значення коефіцієнта для області згідно з Методикою	Покази побутового лічильника газу, $V_{л}$, м ³	Обсяг газу, який приведено до стандартних умов, $V_{с}$, м ³	Питома втрата газу за місяць
1	січень				
2	лютий				
3	березень				
4	квітень				
5	травень				
6	червень				
7	липень				
8	серпень				
9	вересень				
10	жовтень				
11	листопад				
12	грудень				
	Усього, м ³				
	Усього, тис. м ³				

$Q_{B4} = \text{_____ тис. м}^3/\text{рік}$

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис, П. І. Б.)

Додаток 44
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

Обсяги нормативних втрат природного газу Q_{B5} побутових лічильників газу в разі розміщення лічильників в опалюваному приміщенні на відстані від місця виходу газопроводу із землі до вхідного штуцера лічильника, яка більше ніж 1,5 м

№ з/п	Календарний місяць	Значення коефіцієнта для області згідно з Методикою	Покази побутового лічильника газу, V_d , м ³	Обсяг газу, який приведено до стандартних умов, V_c , м ³	Питома втрата газу за місяць
1	січень				
2	лютий				
3	березень				
4	квітень				
5	травень				
6	червень				
7	липень				
8	серпень				
9	вересень				
10	жовтень				
11	листопад				
12	грудень				
	Усього, м ³				
	Усього, тис. м ³				

$Q_{B5} = \text{_____}$ тис. м³/рік

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис, П. І. Б.)

Додаток 45
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.3 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

Обсяги нормативних втрат природного газу Q_{B6} побутових лічильників газу з елементами температурної компенсації

№ з/п	Календарний місяць	Значення коефіцієнта для області згідно з Методикою	Покази побутового лічильника газу, $V_{\text{л}}$, м ³	Обсяг газу, який приведено до стандартних умов, $V_{\text{с}}$, м ³	Питома втрата газу за місяць
1	січень				
2	лютий				
3	березень				
4	квітень				
5	травень				
6	червень				
7	липень				
8	серпень				
9	вересень				
10	жовтень				
11	листопад				
12	грудень				
	Усього, м ³				
	Усього, тис. м ³				

$$Q_{B6} = \text{тис. м}^3/\text{рік}$$

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис, П. І. Б.)

Додаток 46
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.10 глави 6)

Затверджую
Голова правління

" " _____ 20__ p.

Інформація щодо сталених газопроводів станом на 01.01.2020__

N з/ п	Умовний прохід (діаметр) газопроводу (Ду, мм)	Довжина							
		термін експлуатації до 25 років							
		Усього	з	з	з	з	Здійс-	Запла-	Усього

[illegible]

15	Ø 350								
16	Ø 400								
17	Ø 500								
18	Ø 600								
19	Ø 700								
20	Ø 800								
21	Ø 900								
22	Ø 1000								
23	Ø 1200								
24	Ø 1400								
	Усього, км								

Примітка. Значення діаметрів, які не наведені в таблиці, відносяться до найближчого більшого діаметра

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис, П. І. Б.)

Додаток 47
до Методики визначення розмірів
нормативних та виробничо-
технологічних втрат/витрат природного
газу при здійсненні розподілу
природного газу
(пункт 6.10 глави 6)

Затверджую
Голова правління

_____ 20__ р.

Інформація щодо довжини поліетиленових газопроводів станом на 01.01.2020__

N з/ п	Номі- нальний зовнішній	Довжина по							

	діаметр поліети- ленового газопро- воду (мм)	термін експлуатації до 25 років							Усього
		Усього	з терміном експлу- атації до 23 років	з терміном експлу- атації 23 роки	з терміном експлу- атації 24 роки	з терміном експлу- атації 25 років	Здійснено ремонт та/або реконст- рукцію у поперед- ньому році відпо- відно до заплого- ваних заходів у Плані розвитку	Заплого- вано відремон- тувати та/ або здійснити реконст- рукцію відпо- відно до заходів у Плані розвитку на поточний рік	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ø 20								
2	Ø 25								
3	Ø 32								
4	Ø 40								
5	Ø 50								
6	Ø 63								
7	Ø 75								
8	Ø 90								
9	Ø 110								
10	Ø 125								
11	Ø 140								
12	Ø 160								
13	Ø 180								

		Усього	з терміном експлуатації				Здійснено ремонт та/або реконструкцію у попередньому році відповідно до запланованих заходів у Плані розвитку	Заплановано відремонтувати та/або здійснити реконструкцію відповідно до заходів у Плані розвитку на поточний рік	Усього	з терміном експлуатації	
			до 23 років, а для КБРТ - до 8 років	23 роки, а для КБРТ - 8 років	24 роки, а для КБРТ - 9 років	25 років, а для КБРТ - 10 років				до 23 років, а для КБРТ - до 8 років	23 роки, а для КБРТ - 8 років
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КБРТ										
2	Ду ≤ 100										
3	Ø 150										
4	Ø 200										
5	Ø 250										
6	Ø 300										
	Усього, шт.										

Примітка. Непрацюючі резервні лінії не нараховуються.

Уповноважена особа Оператора ГРМ

(підпис, П. І. Б.)

(Методику доповнено додатками 22 - 48 згідно з постановою НКРЕКП від 11.08.2021 р. N 1311)

ЗАТВЕРДЖЕНО

Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

06 листопада 2020 року N 2033

Зміни до деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

1. У Кодексі газорозподільних систем, затвердженому постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року N 2494, зареєстрованому в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за N 1379/27824:

1) пункт 4 глави 1 розділу I після абзацу шістдесят першого доповнити новим абзацом шістдесят другим такого змісту:

"понаднормовані втрати - різниця між фактичними та нормативними виробничо-технологічними втратами/витратами природного газу в газорозподільній системі або її елементах за підсумками певного проміжку часу;"

У зв'язку з цим абзаци шістдесят другий - вісімдесят восьмий вважати відповідно абзацами шістдесят третім - вісімдесят дев'ятим;

2) у главі 6 розділу III:

пункт 2 викласти в такій редакції:

"2. Річні розміри нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу для кожного оператора газорозподільної системи, які враховуються при встановленні тарифів на послуги розподілу природного газу, визначаються згідно з Методикою визначення розмірів нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу при здійсненні розподілу природного газу, затвердженою постановою НКРЕКП від 06.11.2020 N 2033.";

пункт 4 доповнити новим абзацом першим такого змісту:

"4. Об'єм (обсяг) фактичних виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу складається з нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат, а також понаднормованих втрат природного газу, які виникають під час переміщення природного газу газорозподільною системою."

У зв'язку з цим абзаци перший та другий вважати відповідно абзацами другим та третім;

3) у розділі IX:

у главі I:

абзац другий пункту 3 після слів "стандартних умов" доповнити символами, словами та знаками "(виключно у випадку обліку природного газу, використаного споживачем, що не є побутовим)";

у пункті 4:

в абзаці другому слова "втрат і витрат природного газу" замінити словами та знаком "нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу";

абзац третій викласти в такій редакції:

"Розрахунки нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу здійснюються відповідно до Методики визначення розмірів нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу при здійсненні розподілу природного газу, затвердженої постановою НКРЕКП від 06.11.2020 N 2033.";

в абзаці четвертому слова "втрат і витрат природного газу" замінити словами та знаком "нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу";

в абзаці другому пункту 2 глави 2 слова "втрат та витрат природного газу" замінити словами та знаком "нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу";

у главі 3:

в абзаці другому пункту 1 слова "втрат та витрат природного газу" замінити словами та знаком "нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу";

в абзаці другому пункту 8 слова "втрат і витрат природного газу" замінити словами та знаком "нормативних та виробничо-технологічних втрат/витрат природного газу";

2. Пункт 5.3 розділу V Типового договору розподілу природного газу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року N 2498, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за N 1384/27829, викласти в такій редакції:

"5.3. При здійсненні обліку спожитого природного газу побутовим Споживачем за розрахункову одиницю розподіленого та спожитого природного газу беруться кубічні метри (м куб.) природного газу, визначені відповідно до фактичних показів лічильника природного газу або відповідно до норм споживання природного газу, затверджених постановою Кабінету Міністрів України.

При здійсненні обліку спожитого природного газу Споживачем, що не є побутовим, за розрахункову одиницю розподіленого та спожитого природного газу береться один кубічний метр (м куб.) природного газу, приведений до стандартних умов згідно з вимогами, визначеними в Кодексі газорозподільних систем.

У разі виявлення порушень вимог Кодексу газорозподільних систем при обліку спожитого природного газу побутовим Споживачем та Споживачем, що не є побутовим, за розрахункову одиницю розподіленого та спожитого природного газу беруться об'єми природного газу, які нараховуються згідно з вимогами Кодексу газорозподільних систем."

Директор Департаменту із регулювання
відносин у нафтогазовій сфері

Т. Рябуха