|  |
| --- |
| ЗАТВЕРДЖЕНОНаказ Міністерства енергетики України \_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2022 року № \_\_\_ |

**ПРАВИЛА**

**приладового обліку природного газу**

1. **Загальні положення**

1. Ці Правила розроблені відповідно до Закону України «Про ринок природного газу» з метою встановлення вимог до складових частин вимірювальних систем визначення кількості та енергії природного газу
(далі – вимірювальні системи), правил експлуатації приладів обліку, порядку вимірювання обсягів та визначення фізико-хімічних показників природного газу, нафтового (попутного) газу, газу (метану) вугільних родовищ та газу сланцевих товщ, газу колекторів щільних порід, газу центрально-басейнового типу, сумішей природного газу з воднем та біометану (далі – природний газ) під час його транспортування, розподілу, постачання, зберігання та споживання, а також методик виконання вимірювань кількості природного газу методом змінного перепаду тиску та з використанням лічильника газу з пристроєм перетворення об’єму газу.

2. Ці Правила поширюються на суб’єктів ринку природного газу, крім споживачів, які є побутовими (населення); суб’єктів господарювання, які здійснюють діяльність з видобутку природного газу, проєктування, виробництва, монтажу вимірювальних систем природного газу та засобів вимірювальної техніки (далі – ЗВТ), які використовуються для визначення об’єму природного газу, зведеного до стандартних умов, його енергії, фізико-хімічних показників (далі – ФХП).

3. Положення цих Правил забезпечують єдність вимірювання кількості та енергії природного газу та гарантують дотримання вимог Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність». Результати вимірювання обсягів природного газу мають бути виражені в узаконених одиницях і повинні бути простежними до національних еталонів з оціненою невизначеністю.

Метою цих Правил є забезпечення отримання достовірних і точних результатів вимірювання обсягів природного газу в одиницях об’єму та/чи енергії, гарантувати стабільність і надійність метрологічних характеристик протягом терміну експлуатації вимірювальних систем.

4. У цих Правилах терміни вживаються у такому значенні:

вимірювальна система – система, що складається з вимірювального(-них) модуля(-ів) та засобів визначення фізико-хімічних показників, а також допоміжних пристроїв, призначених для вимірювань об’єму і визначення обсягу енергії природного газу;

вимірювальний модуль – компонент вимірювальної системи, що складається з лічильника газу з пристроєм перетворення об’єму або звужувального пристрою з вимірювальними перетворювачами тиску, перепаду тиску, температури, пристроєм перетворення об’єму та фізично поєднаних з ним допоміжних пристроїв і вимірювального трубопроводу, які впливають на результати вимірювань, та призначений для вимірювань об’єму газу за робочих умов з нормованою похибкою.

Інші терміни вживаються в значеннях, наведених у Законах України «Про метрологію та метрологічну діяльність», «Про ринок природного газу».

**ІІ. Класифікація вимірювальних систем**

1. Для вимірювальних систем установлено три класи точності: А, В, С.

Клас точності D вводиться на перехідний період до 2025 року для вимірювальної системи, яка не пройшла оцінку відповідності, але застосовується, за погодженням сторін, як комерційна. Для класу D встановлено наступні максимально допустимі похибки (далі – МДП) визначення енергії –
± 5,0 %, перетвореного об'єму маси – ± 3,0 %.

2. МДП для новозбудованих та реконструйованих вимірювальних систем, при введенні в експлуатацію та встановлені під час проведення оцінки відповідності, не повинні перевищувати значення, наведені у таблиці 1.

Таблиця 1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Максимально допустимі похибки визначення: | Клас точності А | Клас точності В | Клас точності С |
| Енергії | ± 1,0 % | ± 2,0 % | ± 3,0 % |
| Перетвореного об'єму | ± 0,9 % | ± 1,5 % | ± 2,0 % |

**ІІІ. Вимоги до складових частин вимірювальних систем**

**Загальні вимоги**

1. Вимірювальні системи, які використовуються для комерційного обліку природного газу, повинні відповідати вимогам цих Правил, рекомендований клас точності – А або В.

Точкою вимірювання є місце встановлення вимірювальної системи визначення кількості та енергії природного газу на межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності.

Власник вимірювальних систем, що є суб’єктом ринку природного газу, повинен скласти організаційну схему вимірювання кількості та енергії природного газу із зазначенням на ній точок вимірювання та точок з місцевими опорами до вимірювальної системи, які можуть вплинути на результати вимірювань, і погодити її з контрагентом.

Для підвищення надійності обліку природного газу та покращення достовірності вимірювань, можуть встановлюватись дублювальні вимірювальні системи природного газу.

Для вимірювальних систем класу точності А встановлення дублювальних вимірювальних систем є обов’язковим.

У разі встановлення дублювальної вимірювальної системи з більш високим класом точності, вона визнається комерційною.

2. До складу вимірювальної системи побудованої за методом змінного перепаду тиску (зі стандартним звужувальним пристроєм та пристроєм перетворення об’єму) входять:

звужувальний пристрій, обчислювач/коректор об’єму газу, вимірювальні перетворювачі тиску, перепаду тиску та температури;

потокові ЗВТ визначення ФХП природного газу (густиномір, вологомір, хроматограф, калориметр);

вимірювальний трубопровід із прямолінійними ділянками, розташованими між звужувальним пристроєм і місцевими опорами, а також між місцевими опорами;

облаштовані місця відбору проб;

камера усереднення;

імпульсні лінії;

випрямляч потоку різних типів (за необхідності);

допоміжні пристрої (за наявності);

лінії зв’язку між складовими вимірювальної системи.

3. До складу вимірювальної системи із застосуванням лічильника газу з пристроєм перетворення об’єму входять:

лічильник газу, обчислювач/коректор об’єму газу, вимірювальні перетворювачі тиску та температури;

потокові ЗВТ визначення ФХП природного газу (густиномір, вологомір, хроматограф, калориметр);

вимірювальний трубопровід із прямолінійними ділянками, розташованими безпосередньо до та після лічильника газу;

облаштовані місця відбору проб;

випрямляч потоку різних типів (за необхідності);

імпульсні лінії;

допоміжні пристрої (за наявності);

лінії зв’язку між складовими вимірювальної системи.

4. До допоміжних пристроїв відносяться:

фільтр та сепаратор;

маніфольд;

вентилі;

обладнання, що поглинає вібрацію та пульсацію;

обладнання, що запобігає утворенню гідратів та льоду, тощо.

**Вимоги до метрологічних характеристик вимірювальних модулів**

1. Максимально допустимі відносні похибки вимірювальних модулів, наведено у таблиці 2.

Таблиця 2

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Максимально допустимі похибки: | Клас точності А | Клас точності В | Клас точності С |
| вимірювання об'єму за реальних умов  | ± 0,70 % | ± 1,20 % | ± 1,50 % |
| перетворювання в об'єм за стандартних умов  | ± 0,50 % | ± 1,00 % | ± 1,50 % |
| вимірювання теплоти згоряння (тільки ЗВТЗ)  | ± 0,50 % | ± 1,00 % | ± 1,00 % |
| визначання представницької теплоти згоряння  | ± 0,60 % | ± 1,25 % | ± 2,00 % |
| перетворювання в енергію  | ± 0,05 % | ± 0,05 % | ± 0,05 % |

2. Для класу D встановлено наступні МПД: вимірювання об'єму за реальних умов – ± 2,0 %; перетворювання в об'єм за стандартних умов – ± 1,50 %; вимірювання теплоти згоряння (тільки ЗВТЗ) – ± 1,0 %; визначання представницької теплоти згоряння – ± 2,0 %; перетворювання в енергію –
± 0,05 %.

**Вимоги до ЗВТ**

1. Максимально допустимі похибки приєднаних ЗВТ наведено у таблиці 3.

Таблиця 3

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Максимально допустимі похибки для: | Клас точності А | Клас точності В | Клас точності С |
| температури | ± 0,5 °С | ± 0,5 °С | ± 1 °С |
| тиску | ± 0,2 % | ± 0,5 % | ± 1 % |
| густини | ± 0,35 % | ± 0,7 % | ± 1 % |
| коефіцієнта реального газу | ± 0,3 % | ± 0,3 % | ± 0,5 % |

2. Вимоги до лічильників газу та пристроїв перетворення об’єму, які входять до складу вимірювальних систем, встановлені у Технічному регламенті засобів вимірювальної техніки, затвердженому постановою Кабінету Міністрів України від 24 лютого 2016 року № 163 (далі – Технічний регламент засобів вимірювальної техніки).

Необхідно визначати вміст таких компонентів у природному газі: азот (N2), діоксид вуглецю (СО2), метан, етан, пропан, ізо-бутан, n-бутан, n-пентан, ізо-пентан, нео-пентан, гексан, кисень.

**Засоби захисту від несанкціонованого втручання**

1. Кожен ЗВТ повинен бути захищений від випадкового або навмисного маніпулювання метрологічно значущими параметрами, що впливають на розрахунок кількості та енергії природного газу.

2. Усі ЗВТ повинні мати вбудовані захисні засоби, які при включенні захищають ЗВТ від зміни параметрів.

**Технічні вимоги до програмного забезпечення ЗВТ вимірювальної системи**

1. Програмне забезпечення (далі – ПЗ) пристроїв перетворення об’єму або лічильників газу з електронними компонентами, хроматографи, аналізатори (далі – програмно керованих ЗВТ) повинне відповідати вимогам цих Правил.

2. ПЗ програмно керованих ЗВТ, критичне для метрологічних характеристик повинне бути захищене від несанкціонованих змін, у тому числі шляхом перезавантаження та дозавантаження нової законодавчо релевантної частини ПЗ (частина ПЗ, яка реалізує фізичні алгоритми розрахунків метрологічно значущих параметрів).

3. У програмно керованих ЗВТ необхідно забезпечити автоматичну перевірку автентичності версії ПЗ та коду контрольної суми.

4. ПЗ повинне бути однозначно ідентифіковане, зокрема шляхом відображення назви (позначення) його конкретної версії ПЗ та його коду контрольної суми. Ідентифікаційне позначення та контрольна сума повинні бути нерозривно пов’язані із самим ПЗ та виводитися на дисплей під час роботи при звертанні або при включенні програмно керованих ЗВТ. У випадку виникнення підстав для сумнівів у автентичності ПЗ його перевірка може виконуватись «вручну» (неавтоматично) шляхом виводу файлу програмного коду (завантажувального модуля) і порівняння його коду контрольної суми зі зразковим значенням, які зазначені в сертифікатах відповідності. Для захисту ПЗ від оприлюднення файл програмного коду може бути представлений у зашифрованому вигляді. Неавтентичність ПЗ повинна сигналізуватись відповідними засобами.

5. Після періодичної повірки або/та калібрування ЗВТ версія ПЗ та його код контрольної суми не змінюються.

6. ПЗ повинне мати контрольну суму калібрувальної характеристики програмно керованих ЗВТ (за наявності), та її код, який змінюються після кожної періодичної повірки або/та калібрування ЗВТ.

7. ПЗ повинне мати контрольну суму параметрів початкового конфігурування програмно керованих ЗВТ та її код, який не змінюються після кожної періодичної повірки або/та калібрування ЗВТ.

**IV. Настанови з оцінки відповідності вимірювальних систем визначення кількості та енергії природного газу та ЗВТ у їх складі**

1. Вимірювальні системи та ЗВТ, які використовуються у їх складі, повинні пройти оцінку відповідності вимогам Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки, Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 13 січня 2016 року № 94.

2. ЗВТ, які використовуються у складі вимірювальних систем для визначення фізико-хімічних показників та обсягів природного газу, і встановлюються у вибухонебезпечних середовищах, повинні пройти оцінку відповідності вимогам Технічного регламенту обладнання та захисних систем, призначених для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 28 грудня 2016 року № 1055 (далі – Технічний регламент обладнання та захисних систем, призначених для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах).

3. ЗВТ, які використовуються у складі вимірювальних систем для визначення фізико-хімічних показників та обсягів природного газу, і які використовуються за номінальної напруги від 50 до 1000 В змінного струму та від 75 до 1500 В постійного струму крім електрообладнання, призначеного для використання у вибухонебезпечному середовищі, повинні пройти оцінку відповідності вимогам Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України
від 16 грудня 2015 року № 1067 (далі – Технічний регламент низьковольтного електричного обладнання).

У разі позитивних результатів оцінки відповідності Технічному регламенту обладнання та захисних систем, призначених для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах, оцінка відповідності ЗВТ вимогам Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання не проводиться. Якщо лише окремі частини, що до входять до складу ЗВТ, використовуються за номінальної напруги від 50 до 1000 В змінного струму та від 75 до 1500 В постійного струму, зокрема блоки живлення, то це повинно бути враховано при оцінці відповідності ЗВТ вимогам Технічного регламенту низьковольтного обладнання.

4. ЗВТ, які використовуються у складі вимірювальних систем для визначення фізико-хімічних показників та обсягів природного газу, повинні пройти оцінку відповідності вимогам Технічного регламенту з електромагнітної сумісності обладнання, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 16 грудня 2015 року № 1077, крім ЗВТ, суттєві вимоги до яких в частині електромагнітної сумісності були повністю або частково визначені в інших технічних регламентах.

**V. Експлуатація вимірювальних систем та їх технічне обслуговування**

1. Основні технічні рішення щодо будівництва, реконструкції чи капітального ремонту вимірювальних систем мають бути погоджені власником вимірювальної системи з контрагентом.

2. Під час експлуатації вимірювальних систем та ЗВТ, які використовуються у їх складі, регламенті роботи мають здійснюватися згідно із експлуатаційною документацією, яка надається їх виробником.

3. Для вимірювальних систем та ЗВТ, які використовуються у їх складі, та на які відсутня інформація щодо регламентних робіт проводиться технічне обслуговування в обсязі, зазначеному у додатку 1 до цих Правил.

4. Під час експлуатації, у випадку, коли робочий надлишковий тиск природного газу перевищує 0,4 МПа необхідно забезпечити проведення калібрування лічильників газу на середовищі, близькому за своїми робочими параметрами (тиск, температура, густина, компонентний склад), на калібрувальних стендах в акредитованих відповідно до
ДСТУ ISO/IEC 17025 (ISO/IEC 17025) калібрувальних лабораторіях.

5. Визначення МДП вимірювальної системи з лічильником газу та пристроєм перетворення об’єму проводиться на місці експлуатації перед введенням в експлуатацію відповідно до додатка 2 до цих Правил.

Під час визначення МДП вимірювальної системи з лічильником газу та пристроєм перетворення об’єму, перевіряється наявність та комплектність належним чином оформленої технічної документації, яка має містити:

робочий проєкт;

комплект експлуатаційної документації (далі – ЕД) на ЗВТ;

паспорти на всі ЗВТ або настанови з експлуатації;

свідоцтва про повірку, відмітки в розділі відомості про повірку формуляра (паспорта);

копії декларацій про відповідність ЗВТ;

звіт конфігураційних параметрів обчислювача/коректора;

звіт конфігураційних параметрів лічильника.

документи, що підтверджують можливість застосування вимірювальних модулів у вибухонебезпечних зонах;

При розгляді технічної документації перевіряється відповідність:

параметрів вихідних сигналів лічильника газу вимогам до параметрів вхідних сигналів коректора;

діапазонів вимірювання параметрів газу (тиск, температура, об’ємна витрата газу), наведених в ЕД на вимірювальні модулі, робочим умовам, наведеним у проєкті;

співставлення номінальних умов застосування вимірювальних модулів та робочих умов, наведених у проєкті.

6. Визначення МДП вимірювальної системи зі стандартним звужувальним пристроєм та пристроєм перетворення об’єму проводиться на місці експлуатації перед введенням в експлуатацію відповідно до додатка 3 до цих Правил.

Під час визначення МДП вимірювальної системи зі стандартним звужувальним пристроєм та пристроєм перетворення об’єму, перевіряється наявність та комплектність належним чином оформленої технічної документації, яка має містити:

робочий проєкт;

паспорти на ЗВТ або настанови з експлуатації;

паспорт на стандартний звужувальний пристрій;

протокол розрахунку витратоміру змінного перепаду тиску зі стандартним звужувальним пристроєм;

комплект ЕД на вимірювальні модулі;

акти або протоколи виміру геометричних розмірів камер усереднення і вимірювальних трубопроводів;

свідоцтва про повірку, відмітки в розділі відомості про повірку формуляра (паспорта);

копії декларацій про відповідність ЗВТ (за наявності);

звіт конфігураційних параметрів обчислювача/коректора;

документи, що підтверджують можливість застосування вимірювальних модулів у вибухонебезпечних зонах.

7. МДП вимірювальних систем та їхніх елементів під час експлуатування не повинна перевищувати значень для класів точності, наведених у таблиці 4.

Таблиця 4

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Максимально допустимі похибки визначення: | Клас точності А | Клас точності В | Клас точності С |
| Енергії | ± 1,2 % | ± 2,5 % | ± 3,5 % |
| Перетвореного об'єму | ± 1,1 % | ± 1,8 % | ± 2,5 % |

У випадку відсутності у власника вимірювальної системи технічної документації, наведеної у пунктах 5 або 6 в залежності від конфігурації вимірювальної системи, необхідно здійснити всі заходи для її поновлення, а саме: відновити, замовити нову. У разі неможливості відновити документацію, вирішити питання щодо заміни ЗВТ на новий з аналогічними метрологічними характеристиками за погодженням з контрагентом.

8. Для забезпечення необхідної точності вимірювання ЗВТ та обладнання, які входять до складу вимірювальної системи, останні підлягають періодичним перевіркам.

Під час проведення перевірки вимірювальної системи необхідно:

проводити ревізію стану вимірювального трубопроводу та звужувального пристрою або лічильника газу, у тому числі перевірку на предмет відсутності сторонніх предметів, рідини, смол, бруду тощо;

перевіряти герметичність запірної арматури, імпульсних ліній;

перевіряти метрологічні характеристики ЗВТ за допомогою робочих еталонів;

перевіряти програмовані параметри та налаштування коректора або обчислювача об’єму газу;

перевіряти автентичність ПЗ (версії ПЗ) та коду контрольної суми, а також ідентифікацію контрольної суми калібрувальної характеристики програмно керованих ЗВТ та її код;

здійснювати контроль цілісності пломбувального матеріалу і пломб.

Метрологічні характеристики ЗВТ повинні підтверджуватись шляхом порівняння результатів їх вимірювання з результатами вимірювання відповідних робочих еталонів.

Похибка вимірювання робочих еталонів тиску, перепаду тиску і температури не повинна перевищувати однієї третини (1/3) від максимально допустимої похибки відповідного ЗВТ та/або каналу.

Якщо похибка вимірювання під час перевірки ЗВТ або каналів вимірювання перепаду тиску, тиску та температури перевищує у всьому діапазоні вимірювання допустимого значення похибки, визначеного для даного типу перетворювача, складається протокол перевірки, який підписується учасниками перевірки. ЗВТ, стосовно яких складено такий протокол перевірки, піддаються позачерговій повірці.

Перевірка каналу вимірювання перепаду тиску проводиться не менше ніж у трьох точках робочого діапазону, а також у точці «0».

Перевірка каналу вимірювання тиску проводиться не менше ніж у трьох точках робочого діапазону, а також у точці «0» або атмосферному тиску.

Перевірка каналу вимірювання температури за допомогою калібратора температури проводиться у трьох точках робочого діапазону, або при одному значенні температури при використанні контрольного термометра.

Градуювання газового хроматографа проводять калібрувальною газовою сумішшю, молярні частки компонентів якої близькі до відповідних молярних часток компонентів у вимірюваній пробі. Для визначення молярних часток водню у пробі природного газу, газовий хроматограф має бути градуйований калібрувальною газовою сумішшю, яка в своєму складі містить водень.

Автоматичне градуювання газового хроматографа виконується щодня. У разі невдалої процедури автоматичного градуювання проводиться ручне градуювання. Якщо дві послідовних серії ручного градуювання не дають позитивних результатів, хроматограф вважається несправним та таким, що потребує проведення технічного обслуговування або ремонту.

9. ЗВТ, які входять до складу вимірювальних систем, з Переліку категорій законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що підлягають періодичній повірці, затвердженому постановою Кабінету Міністрів України
від 04 червня 2015 року № 374, повинні бути повіреними згідно з Порядком проведення повірки законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, та оформлення її результатів, затвердженим наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України від 08 лютого 2016 року № 193, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 26 лютого 2016 року за № 278/28408.

**VI. Визначення кількості та енергії, ФХП та якісних показників природного газу**

**Визначення кількості та енергії природного газу**

1. Визначення обсягу природного газу в одиницях об’єму та в енергетичних одиницях проводиться за стандартних умов, визначених в Законі України «Про ринок природного газу».

Вимірювання об’єму природного газу методом змінного перепаду тиску повинно проводитися відповідно до методики, наведеної у
ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009 Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань (ГОСТ 8.586.5-2005, IDТ).

Вимірювання об’єму газу з використанням лічильника газу та пристроєм перетворення об’єму газу за стандартних умов здійснюють непрямим методом, при якому результат одержують розрахунковим шляхом з використанням різних фізичних величин, які характеризують стан природного газу та вимірюються безпосередньо або приймаються у якості постійних або умовно-постійних величин.

Обсяг енергії природного газу, що проходить через вимірювальну систему, яка обладнана потоковими ЗВТ визначення ФХП, визначається:

в автоматичному режимі з використанням коректорів або обчислювачів об’єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу;

у напівавтоматичному режимі з використанням спеціалізованих програм на основі погодинних значень теплоти згоряння з потокових ЗВТ визначення ФХП газу та об’єму газу з коректорів/обчислювачів об’єму газу.

Обсяг енергії природного газу, що проходить через вимірювальну систему, яка не обладнана потоковими ЗВТ визначення ФХП, розраховується шляхом перемноження виміряного об’єму газу, зведеного до стандартних умов, на значення середньозваженої вищої теплоти згоряння газу за цей період.

Способи та методи визначення енергії природного газу наведено у
ДСТУ EN ISO 15112:2020 Газ природний. Визначання енергії
(EN ISO 15112:2018, IDT; ISO 15112:2018, IDT).

Для визначення об’єму природного газу, зведеного до стандартних умов, та обсягу енергії природного газу використовуються результати вимірювання ФХП та компонентного складу природного газу.

Пристрій перетворювання в енергію обчислює, інтегрує і відображає енергію, використовуючи об’єм за стандартних умов та теплоту згоряння або склад газу. ПЗ пристрою перетворювання в енергію повинно передбачати можливість формування звіту за місяць (газовий місяць). Форму звіту пристрою перетворення в енергію за місяць наведено у додатку 4 до цих Правил.

**Визначення ФХП та якісних показників природного газу**

1. Точки вимірювання ФХП визначаються таким чином, щоб була виключена можливість змішування газу з різними ФХП після місця відбору проб.

2. Проби природного газу для визначення ФХП повинні відбиратися відповідно до вимог ДСТУ ISO 10715:2009 Природний газ. Настанови щодо відбирання проб (ISO 10715:1997, IDT). Місця відбору проб повинні бути облаштовані згідно з ДСТУ ISO 10715.

3. При зміні потоків газу або у випадку відсутності або несправності автоматичних потокових ЗВТ необхідно проводити позачергове визначення ФХП природного газу.

4. Визначення компонентного складу природного газу методом газової хроматографії здійснюється відповідно до вимог національних стандартів, гармонізованих із міжнародними та європейськими.

Визначають всі компоненти природного газу, мольна частка яких перевищує 0,005%. Метан може бути обчислений як різниця між 100% і сумою всіх інших компонентів. Гексани та вищі можуть бути визначені як єдиний компонент з властивостями n-гексану. Гелій і водень можуть бути не виміряні і рахуватися як умовно постійні компоненти. Періодичність оновлення значення умовно постійних компонентів повинна бути принаймні один раз на рік.

Для біометану – обовʼязкове визначення кисню потоковим ЗВТ.

5. Теплоту згоряння газу вимірюють за допомогою ЗВТ, що реалізують один із наведених нижче принципів:

безпосереднє вимірювання із застосуванням калориметра газу;

опосередковане вимірювання шляхом обчислення за компонентним складом газу із застосуванням хроматографа відповідно до
ДСТУ EN ISO 6976:2020 (EN ISO 6976:2016, IDT; ISO 6976:2016, IDT) Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини та числа Воббе на основі компонентного складу.

Теплоту згоряння суміші природного газу з воднем визначають шляхом вимірювання або шляхом розрахунку за кількістю та теплотою згоряння окремих компонентів.

6. Визначення температури точки роси за вологою та температури точки роси за вуглеводнями має виконуватися візуальними і автоматичними конденсаційними методами.

Для біометану температура точки роси за вуглеводнями не визначається.

Для визначення температури точки роси (далі – ТТР) за вологою також можуть застосовуватись сорбційні методи (діелькометричний, кулонометричний, п’єзоелектричний, інтерференційний).

Вимірювання ТТР проводять потоковими або переносними гігрометрами.

Відбір проб природного газу проводять згідно з ДСТУ ISO 10715.

Приведення результатів вимірювання ТТР за вологою до умовного тиску 3,92 МПа має проводитись за методикою ДСТУ ISO 18453:2016 Природний газ. Кореляція між вмістом води та точкою роси води (ISO 18453:2004, IDT).

7. Незалежно від наявності або відсутності автоматичних потокових ЗВТ вміст сірководню, меркаптанової сірки та вміст механічних домішок визначають двічі на місяць на всіх газовимірювальних станціях та щонайменше один раз на місяць в інших точках вимірювання.

**VII. Контроль за дотриманням цих Правил**

1. Контроль та нагляд за дотриманням цих Правил здійснюють:

органи державного ринкового нагляду під час нагляду за відповідністю вимірювальних систем визначення обсягів природного газу та ЗВТ у їх складі вимогам технічних регламентів відповідно до Закону України «Про державний ринковий нагляд і контроль нехарчової продукції»;

Міністерство економіки України відповідно до Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність»;

уповноважені на проведення повірки відповідних ЗВТ наукові метрологічні центри, метрологічні центри та повірочні лабораторії під час повірки ЗВТ, що входять до складу вимірювальних систем визначення обсягів природного газу, відповідно до Порядку проведення повірки законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, та оформлення її результатів;

суб’єкти ринку природного газу, суб’єкти господарювання, які здійснюють діяльність з видобутку природного газу під час проєктування, монтажу, введення в експлуатацію, експлуатування та проведення спільних перевірок вимірювальних систем відповідно до Кодексу газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2493 зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1378/27823, Кодексу газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2494, зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1379/27824, Кодексу газосховищ, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2495, зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825.

Особи, винні у порушенні вимог цих Правил, несуть відповідальність згідно із законом.

**Заступник генерального директора**

**Директорату нафтогазового комплексу та**

**розвитку ринків нафти, природного газу**

**та нафтопродуктів – керівник експертної групи**

**з видобутку вуглеводнів та аналітики**

**функціонування нафтогазових ринків Ганна ЛІГУН**