МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ
(Міненерговугілля України)
01601, м.Київ, вул. Хрещатик, 30, тел.: 206-38-44, 206-38-45, ф.: 531-36-92
E-mail: kanc@mev.gov.ua, Код ЄРПОУ 37471933

_____№_____ На №_____від_____

Державна регуляторна служба України

Міністерством енергетики та вугільної промисловості України з метою приведення нормативно-правових актів у відповідність до Закону України «Про ринок природного газу» розроблено проект наказу «Про внесення змін до наказу Міністерства палива та енергетики України від 27 грудня 2005 р. № 618», який просимо погодити у тижневий термін.

Додатки:

1. Копія проекту наказу на 44 арк.
2. Аналіз регуляторного впливу на 11 арк.
3. Повідомлення про оприлюднення на 1 арк.
4. Копія наказу № 431 від 27.06.2017 на 2 арк.

Міністр **І. Насалик**

203056

Барсук 206-37-05

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України
№01/31-1649 від 27.02.2018

Державна регуляторна служба України
№ 3818/0/19-18 від 05.03.2018

0.31

МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

«_____» _____ м. Київ № _____

Про внесення змін до наказу
Міністерства палива та енергетики України
від 27 грудня 2005 р. № 618

На виконання статті 18 Закону України «Про ринок природного газу»

НАКАЗУЮ:

1. Внести зміни до Правил обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання, затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України від 27 грудня 2005 р. № 618, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 26 січня 2006 р. за № 67/11941, виклавши їх у новій редакції, що додається.

2. Департаменту нафтогазового комплексу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України (Лісніченко О.П.) забезпечити:

подання цього наказу на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України в установленому порядку;

оприлюднення цього наказу на офіційному веб-сайті Міністерства енергетики та вугільної промисловості України.

3. Цей наказ набирає чинності з дня його офіційного опублікування.

4. Контроль за виконанням цього наказу залишаю за собою.

039194

Міністр **І. С. Насалик**

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказом Міністерства палива та енергетики України
27 грудня 2005 р. № 618
(у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України
___ _____2018 р. № ____)

ПРАВИЛА ВИЗНАЧЕННЯ ОБСЯГІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

І. Загальні положення

1. Правила визначення обсягів природного газу (далі – Правила) розроблено відповідно до Законів України «Про ринок природного газу», «Про ратифікацію Договору до Енергетичної Хартії та Протоколу до Енергетичної Хартії з питань енергетичної ефективності і суміжних екологічних аспектів», «Про нафту і газ», «Про газ (метан) вугільних родовищ», «Про альтернативні види палива», «Про трубопровідний транспорт», «Про забезпечення комерційного обліку природного газу», «Про метрологію та метрологічну діяльність», «Про технічні регламенти та оцінку відповідності».

2. Ці Правила розроблено з метою встановлення вимог до складових частин вузлів обліку природного газу (далі – ВОГ), які використовуються для комерційного обліку природного газу, зокрема їх метрологічних характеристик, правил експлуатації приладів обліку для визначення фізико-хімічних показників (далі – ФХП) природного газу та його обсягів (в одиницях об'єму, зведеного до стандартних умов, або в одиницях енергії).

3. Правила поширюються на суб'єктів ринку природного газу, у тому числі побутових споживачів; суб'єктів господарювання, які здійснюють діяльність з видобутку природного газу; суб'єктів господарювання, які здійснюють господарську діяльність з проектування, налагоджування ВОГ, а також з розроблення та виготовлення засобів вимірювальної техніки (далі – ЗВТ), які використовуються для визначення об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, та його ФХП.

Правила не поширюються на визначення обсягів та ФХП природного газу при його передачі-прийманні на прикордонних газовимірювальних станціях та прикордонних пунктах вимірювання витрати газу.

4. У цих Правилах є посилання на такі нормативно-правові акти та нормативні документи.

1) Постанови Кабінету Міністрів України:

– від 28.12.16 № 1055 «Про затвердження Технічного регламенту обладнання та захисних систем, призначених для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах» (далі – постанова КМУ від 28.12.16 № 1055);

– від 16.12.15 № 1067 «Про затвердження Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання» (далі – постанова КМУ від 16.12.15 № 1067);

– від 16.12.15 № 1077 «Про затвердження Технічного регламенту з електромагнітної сумісності обладнання» (далі – постанова КМУ від 16.12.15 № 1077);

– від 13.01.16 № 94 «Про затвердження Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки» (далі – постанова КМУ від 13.01.16 № 94);

– від 24.02.16 № 163 «Про затвердження Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки» (далі – постанова КМУ від 24.02.16 № 163);

– від 16.12.15 № 1195 «Про затвердження Порядку встановлення міжповірочних інтервалів для законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки за категоріями» (далі – постанова КМУ від 16.12.15 № 1195);

– від 08.07.15 № 474 «Про затвердження Порядку подання засобів вимірювальної техніки на періодичну повірку, обслуговування та ремонт» (далі – постанова КМУ від 08.07.15 № 474);

2) Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг:

– від 30.09.15 № 2493 «Про затвердження Кодексу газотранспортної системи», зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 06.11.15 за № 1378/27823 (далі – постанова НКРЕКП від 30.09.15 № 2493);

– від 30.09.15 № 2494 «Про затвердження Кодексу газорозподільних систем», зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 06.11.15 за № 1379/27824 (далі – постанова НКРЕКП від 30.09.15 № 2494);

– від 30.09.15 № 2495 «Про затвердження Кодексу газосховищ та критеріїв, згідно з якими до певного газосховища застосовується режим договірного доступу або режим регульованого доступу», зареєстрованої в Міністерстві

юстиції України 06.11.15 за № 1380/27825 (далі – постанова НКРЕКП від 30.09.15 № 2495);

3) Наказ Міністерства палива та енергетики від 26.02.04 № 116 «Про затвердження Методики приведення об'єму природного газу до стандартних умов за показами побутових лічильників у разі відсутності приладів для вимірювання температури та тиску газу», зареєстрований в Міністерстві юстиції України 19.03.04 за № 346/8945 (далі – наказ Мінпаливенерго від 26.02.04 № 116);

4) Накази Міністерства економічного розвитку і торгівлі:

– від 08.02.16 № 193 «Про затвердження Порядку проведення повірки законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, та оформлення її результатів», зареєстрований в Міністерстві юстиції України 24.02.16 за № 278/28408 (далі – наказ Мінекономрозвитку від 08.02.16 № 193);

– від 13.10.16 № 1747 «Про затвердження міжповірочних інтервалів законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, за категоріями», зареєстрований в Міністерстві юстиції України 01.11.16 за № 1417/29547 (далі – наказ Мінекономрозвитку від 13.10.16 № 1747);

– від 01.08.17 № 1130 «Про затвердження переліку національних стандартів, що ідентичні гармонізованим європейським стандартам та відповідність яким надає презумпцію відповідності обладнання та захисних систем, призначених для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах вимогам Технічного регламенту обладнання та захисних систем, призначених для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах» (далі – наказ Мінекономрозвитку від 01.08.17 № 1130);

– від 10.11.16 № 1887 «Про затвердження Переліку національних стандартів, добровільне застосування яких може сприйматися як доказ відповідності обладнання вимогам Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання» (далі – наказ Мінекономрозвитку від 10.11.16 № 1887);

– від 10.11.16 № 1886 «Про затвердження Переліку національних стандартів, що ідентичні гармонізованим європейським стандартам та відповідність яким надає презумпцію відповідності обладнання вимогам Технічного регламенту з електромагнітної сумісності обладнання» (далі – наказ Мінекономрозвитку від 10.11.16 № 1886);

– від 01.09.16 № 1435 «Про затвердження переліку національних стандартів, відповідність яким надає презумпцію відповідності засобів вимірювальної техніки суттєвим вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки», затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 13.01.16 № 94 «Про затвердження Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки» (далі – наказ Мінекономрозвитку від 01.09.16 № 1435);

– від 13.09.16 № 1512 «Про затвердження переліку національних стандартів, що ідентичні гармонізованим європейським стандартам та відповідність яким надає презумпцію відповідності засобів вимірювальної техніки суттєвим та особливим вимогам Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки», затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 24.02.16 № 163 «Про

затвердження Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки» (далі – наказ Мінекономрозвитку від 13.09.16 № 1512).

5) Національні стандарти України:

- ДСТУ ISO 15112 «Природний газ. Визначення енергії» (далі – ДСТУ ISO 15112);
- ДСТУ ГОСТ 8.586.1 «Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 1. Принцип методу вимірювання та загальні вимоги» (далі – ДСТУ ГОСТ 8.586.1);
- ДСТУ ГОСТ 8.586.2 «Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні вимоги» (далі – ДСТУ ГОСТ 8.586.2);
- ДСТУ ГОСТ 8.586.5 «Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань» (далі – ДСТУ ГОСТ 8.586.5);
- ДСТУ 3336 «Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги» (далі – ДСТУ 3336);
- ДСТУ EN 14236 «Лічильники газу ультразвукові побутової призначеності» (далі – ДСТУ EN 14236),
- ДСТУ EN 1359 «Лічильники газу мембранні. Загальні технічні умови» (далі – ДСТУ EN 1359);
- ДСТУ ISO 6976 «Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу» (далі – ДСТУ ISO 6976);
- ДСТУ ISO 10715 «Природний газ. Настанови щодо відбирання проб» (далі – ДСТУ ISO 10715);
- ДСТУ OIML R 140 «Вимірювальні системи для газоподібного палива» (далі – ДСТУ OIML R 140);
- ДСТУ ГОСТ 8.586.2 «Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні вимоги» (далі – ДСТУ ГОСТ 8.586.2);
- ДСТУ OIML R 137-1-2 «Лічильники газу. Частина 1. Метрологічні та технічні умови. Методи підтвердження метрологічних та технічних характеристик» (далі – ДСТУ OIML R 137-1-2);
- ДСТУ EN 12261 «Лічильники газу турбінні. Загальні технічні вимоги» (далі – ДСТУ EN 12261);
- ДСТУ EN 12480 «Лічильники газу роторні. Загальні технічні вимоги» (далі – ДСТУ EN 12480);
- ДСТУ ISO 17089-1: «Вимірювання потоку плинного середовища в закритих каналах. Ультразвукові лічильники газу. Частина 1. Лічильники для комерційного обліку та вимірювання в газорозподільних системах» (далі – ДСТУ ISO 17089-1);
- ДСТУ EN 12405-1 «Коректори до лічильників газу електронні. Частина 1. Корекція об'єму» (далі – ДСТУ EN 12405-1);
- ДСТУ EN 12405-2 «Коректори до лічильників газу електронні. Частина 2. Обчислення енергії» (далі – ДСТУ EN 12405-2);

- ДСТУ OIML D 11 «Метрологія. Засоби вимірювання електронні. Загальні технічні вимоги» (далі – ДСТУ OIML D 11);

- ДСТУ EN 1776 «Системи газопостачання. Газовимірювальні станції. Функційні вимоги» (далі – ДСТУ EN 1776);

- ДСТУ 2858 (ГОСТ 6651) «Термоперетворювачі опору. Загальні технічні вимоги і методи випробувань» (далі – ДСТУ 2858);

- ДСТУ 8338 «Метрологія. Теплота (енергія) згоряння природного газу об'ємна. Загальні вимоги до методів визначення» (далі – ДСТУ 8338);

- ДСТУ ISO 15971 «Природний газ. Вимірювання властивостей. Теплота згоряння та число Воббе» (далі – ДСТУ ISO 15971);

- ДСТУ ISO 12213-1 «Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 1. Настанови» (далі – ДСТУ ISO 12213-1);

- ДСТУ ISO 12213-2 «Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 2. Обчислення на основі молярного складу» (далі – ДСТУ ISO 12213-2);

- ДСТУ ISO 12213-3 «Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 3. Обчислення на основі фізичних властивостей» (далі – ДСТУ ISO 12213-3);

- ДСТУ ISO 13443 «Природний газ. Стандартні умови» (далі – ДСТУ ISO 13443);

- ДСТУ ISO 6974-1 «Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 1. Настанови щодо спеціалізованого аналізу» (далі – ДСТУ ISO 6974-1);

- ДСТУ ISO 6974-2 «Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 2. Характеристики вимірювальної системи і статистичне оброблення даних» (далі – ДСТУ ISO 6974-2);

- ДСТУ ISO 6974-3 «Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 3. Визначення водню, гелію, кисню, азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів до С8 із використанням двох насадкових колонок» (далі – ДСТУ ISO 6974-3);

- ДСТУ ISO 6974-4 «Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 4. Метод визначення азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів від С1 до С5 та С6+ для лабораторного і потокового процесу із використанням двох колонок» (далі – ДСТУ ISO 6974-4);

- ДСТУ ISO 6974-5 «Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 5. Метод визначення азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів від С1 до С5 та С6+ для лабораторного і потокового процесу із використанням трьох колонок» (далі – ДСТУ ISO 6974-5);

- ДСТУ ISO 6974-6 «Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 6. Визначення водню, гелію, кисню, азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів від С1 до С8 із використанням трьох капілярних колонок» (далі – ДСТУ ISO 6974-6).

- ДСТУ EN 60079-1 «Вибухонебезпечні середовища Частина 1. Електричне устаткування. Вид вибухозахисту: вибухобезпечна оболонка "d"» (далі – ДСТУ EN 60079-1);

- ДСТУ EN 60079-7 «Вибухонебезпечні середовища. Частина 7. Електричне устаткування. Вид вибухозахисту: підвищена безпека "e"» (далі – ДСТУ EN 60079-7);

- ДСТУ EN 60079-11 «Вибухонебезпечні газові середовища. Частина 11. Захист електричного обладнання за допомогою іскробезпечного електричного кола "i"» (далі – ДСТУ EN 60079-11);

- ДСТУ EN 60529 «Ступені захисту, що забезпечують кожухи (Код IP)» (далі – ДСТУ EN 60529);

- ДСТУ EN 50270 «Електромагнітна сумісність. Електричні прилади для виявлення та вимірювання горючих газів, токсичних газів або кисню» (далі – ДСТУ EN 50270);

- ДСТУ ГОСТ 2.601 «Єдина система конструкторської документації. Експлуатаційні документи» (далі – ДСТУ ГОСТ 2.601);

- ДСТУ ГОСТ 2.610 «Єдина система конструкторської документації. Правила виконання експлуатаційних документів» (далі – ДСТУ ГОСТ 2.610);

- ГОСТ 30319.1 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки» (далі – ГОСТ 30319.1);

- ГОСТ 30319.2 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости» (далі – ГОСТ 30319.2);

- OIML D 31 General requirements for software controlled (далі – OIML D 31);

- EN 13757 Communication systems for meters (далі – EN 13757);

- IEC 62056-21 Electricity metering. Data exchange for meter reading, tariff and load control. Part 21: Direct local data exchange (далі – IEC 62056).

5. При посиланнях у Правилах на нормативні документи застосовують лише останні редакції, найновіші видання (разом з усіма змінами).

II. Терміни та визначення понять

1. У цих Правилах терміни вживаються у таких значеннях:

1) вимірювальна система – повний набір, що складається з ВОГ та функціонально поєднаних засобів визначення ФХП, а також допоміжних пристроїв, призначених для вимірювань об'єму і визначення кількості енергії природного газу, і який є об'єктом спеціальних вимог та окремого оцінювання відповідності (далі – з нормованою похибкою);

2) вимірювальний модуль – компонент вимірювальної системи, що складається з лічильника газу 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;

3) вимірювальний комплекс – набір функціонально та фізично поєднаних ЗВТ, що призначений для вимірювань кількох фізичних величин та визначення певної фізичної величини з нормованою похибкою;

4) вимірювальний трубопровід – ділянка трубопроводу, геометричні характеристики якої, а також розміщення на ній допоміжних пристроїв та ЗВТ нормуються діючими нормативними та методичними документами з метрології, що розповсюджуються на ВОГ певної конфігурації;

5) вища об'ємна теплота згоряння – кількість теплоти, яка виділяється при повному згорянні в повітрі одного кубічного метра природного газу, визначеного за температури та тиску визначення об'єму (далі – стандартні умови), при цьому реакція відбувається за сталого тиску спалювання, а всі продукти згоряння охолоджуються до початкової температури реагентів (далі – температура спалювання), і всі продукти згоряння перебувають в газоподібному стані, за винятком води, яка конденсується в рідину за температури спалювання;

6) допоміжний пристрій – складова частина ВОГ крім ЗВТ, здатна за рахунок внесення змін у потік газу на вимірювальному трубопроводі впливати на результати вимірювань (струменевипрямляч, фільтр, відстійник, запірна арматура, місця для встановлення контрольних ЗВТ, регулятор тиску, байпасна лінія тощо);

7) дублювальний ВОГ – ВОГ, призначений для підвищення надійності та достовірності вимірювань обсягу газу, покази якого використовуються для комерційного обліку природного газу при виході з ладу комерційного ВОГ;

8) дублювальний вимірювальний комплекс ВОГ – вимірювальний комплекс, що входить до складу ВОГ, призначений для підвищення надійності та достовірності вимірювань обсягу природного газу, покази якого використовуються для комерційного обліку природного газу при виході з ладу комерційного вимірювального комплексу ВОГ;

9) контрольний ЗВТ – ЗВТ, призначений для контролю працездатності ЗВТ, встановленого на ВОГ;

10) коректор типу 1 – ЗВТ, який вимірює тиск та/або температуру природного газу, що протікає у вимірювальному трубопроводі, і перетворює вихідні сигнали від лічильника газу та з урахуванням тиску та ФХП природного газу (далі – характеристики природного газу) обчислює кількість його енергії та/або об'єм природного газу, зведений до стандартних умов. При цьому коректор типу 1 може також компенсувати похибки лічильника газу і пов'язаних з ним вимірювальних перетворювачів;

11) коректор типу 2 – вимірювальний комплекс, який складається з обчислювача об'єму газу, вимірювальних перетворювачів абсолютного тиску та/або температури, що вимірюють тиск та/або температуру природного газу, який протікає у вимірювальному трубопроводі, і перетворюють вихідні сигнали вимірювальної інформації від лічильника газу та, з урахуванням характеристик природного газу, обчислюють кількість його енергії та/або об'єм природного газу, зведений до стандартних умов;

12) обчислювач об'єму газу – ЗВТ, який перетворює вихідні сигнали вимірювальної інформації у складі витратоміра змінного перепаду тиску від

вимірювального перетворювача перепаду тиску на звужувальному пристрої або у складі коректора типу 2 від лічильника газу, а також від вимірювальних перетворювачів тиску та/або температури природного газу, що протікає у вимірювальному трубопроводі, та з урахуванням характеристик природного газу обчислює кількість його енергії та/або об'єм природного газу, зведеного до стандартних умов;

13) поріг чутливості лічильника газу – мінімальне значення об'ємної витрати газу, за якого відбуваються зміни показів лічильника;

14) представницьке значення теплоти згоряння природного газу – фіксоване значення вищої об'ємної теплоти згоряння природного газу, визначене на основі результатів вимірювань і прийняте для певного періоду часу для розрахунку кількості енергії природного газу;

15) умовно сталі характеристики природного газу – фіксовані значення тиску та/або ФХП природного газу, які вводять на певний період часу із періодичністю відповідно до вимог нормативних документів до коректорів типу 1 або обчислювачів об'єму газу та використовують для розрахунків кількості енергії природного газу та/або його об'єму, зведеного до стандартних умов.

2. Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у законах України «Про нафту і газ», «Про ринок природного газу», «Про трубопровідний транспорт», «Про забезпечення комерційного обліку природного газу», «Про метрологію та метрологічну діяльність», «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про стандартизацію», Кодексі газотранспортної системи, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.09.15 № 2493, Кодексі газорозподільних систем, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.09.15 № 2494, Кодексі газосховищ, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.09.15 № 2495.

ІІІ. Загальні вимоги до визначення обсягів та ФХП природного газу

1. Результати визначення ФХП природного газу, вимірювань його об'єму, зведеного до стандартних умов, та визначення кількості енергії природного газу при видобуванні, транспортуванні, зберіганні (закачуванні, відборі), розподілі, постачанні та використанні можуть застосовуватись для комерційного обліку природного газу у разі забезпечення єдності вимірювань.

2. Характеристики похибок або невизначеність вимірювань визначаються згідно з методиками вимірювань, що визначаються в нормативно-правових актах або в нормативних документах, на які є відповідні посилання в нормативно-правових актах.

1) Розрахунок невизначеності вимірювань кількості енергії природного газу вимірювальних систем здійснюють згідно з ДСТУ OIML R 140.

2) Розрахунок невизначеності вимірювань об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, на ВОГ з використанням лічильників газу здійснюють згідно з ДСТУ EN 1776.

3) Розрахунок невизначеності вимірювань об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, на ВОГ з використанням витратомірів змінного перепаду тиску здійснюють згідно з ДСТУ ГОСТ 8.586.5

3. Комерційний облік прийнятого-переданого природного газу здійснюють за результатами визначення енергії природного газу відповідно до ДСТУ ISO 15112, вираженої в кВт·год. Згідно з ним енергію природного газу розраховують множенням його об'єму, зведеного до стандартних умов, на відповідну вищу об'ємну теплоту згоряння природного газу. Для цього попередньо визначають об'єм природного газу, зведений до стандартних умов, згідно з ДСТУ ISO 13443, за температури 20 °С та за абсолютного тиску 101,325 кПа, виражений у кубічних метрах ($м^3$). Крім того, визначають вищу об'ємну теплоту згоряння природного газу за тих же стандартних умов визначення об'єму (температура 20 °С, абсолютний тиск 101,325 кПа) та за стандартних умов спалювання (температура 25 °С, абсолютний тиск 101,325 кПа), вираженої в кВт·год/$м^3$.

4. ФХП природного газу, який приймається-передається між суб'єктами ринку природного газу та суб'єктами господарювання, які здійснюють діяльність з видобутку природного газу, повинні відповідати вимогам чинних нормативно-правових актів, затверджених відповідно до законодавства.

5. Визначення обсягів та ФХП природного газу здійснюється з використанням вимірювальних систем у складі комерційних ВОГ, а також ЗВТ визначення ФХП природного газу: потокових або стаціонарних хроматографів або спектральних газоаналізаторів, густиномірів тощо. Кожен тип ЗВТ, які входять до складу ВОГ або використовуються для визначення ФХП природного газу, повинен бути занесений до Реєстру затверджених типів засобів вимірювальної техніки. Потокові ЗВТ встановлюються з безпосереднім приєднанням до газопроводів у спорудах газотранспортних, газорозподільних систем, у місцях розташування ВОГ, а стаціонарні ЗВТ – у хіміко-аналітичних лабораторіях.

6. Вимірювальні системи та ЗВТ, які використовуються у їх складі для визначення ФХП та обсягів природного газу, повинні відповідати вимогам цих Правил та чинних нормативно-правових актів, у тому числі технічних регламентів.

1) Вимірювальні системи для визначення обсягів природного газу, а також ЗВТ визначення ФХП, ВОГ та ЗВТ, що входять до їх складу, і встановлюються у вибухонебезпечних середовищах (зокрема це не стосується житла побутових споживачів), повинні відповідати вимогам Технічного регламенту обладнання та захисних систем, призначених для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах, затвердженого постановою КМУ від 28.12.16 № 1055. Відповідність вимогам цього регламенту зокрема забезпечується відповідністю національним стандартам з переліку, затвердженому наказом Мінекономрозвитку від 01.08.17 № 1130.

2) ЗВТ визначення ФХП, ВОГ та ЗВТ, що входять до їх складу, повинні відповідати вимогам Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання, затвердженого постановою КМУ від 16.1215 № 1067. Відповідність

вимогам цього регламенту зокрема забезпечується відповідністю національним стандартам з переліку, затвердженому наказом Мінекономрозвитку від 10.11.16 № 1887.

3) ЗВТ визначення ФХП, ВОГ та ЗВТ, що входять до їх складу, повинні відповідати вимогам Технічного регламенту з електромагнітної сумісності обладнання, затвердженого постановою КМУ від 16.12.15 № 1077. Відповідність вимогам цього регламенту зокрема забезпечується відповідністю національним стандартам з переліку, затвердженому наказом Мінекономрозвитку від 10.12.16 № 1886.

4) Вимірювальні системи для визначення обсягів природного газу, а також ЗВТ визначення ФХП, ВОГ та вимірювальні комплекси витратомірів змінного перепаду тиску, які використовуються у складі вимірювальних систем визначення обсягів природного газу, повинні відповідати суттєвим вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, затвердженого постановою КМУ від 13.01.16 № 94 (далі – Технічний регламент законодавчо регульованих ЗВТ). Відповідність суттєвим вимогам цього регламенту зокрема забезпечується відповідністю національним стандартам з переліку, затвердженому наказом Мінекономрозвитку від 01.09.2016 № 1435.

5) ЗВТ, які використовуються у складі ВОГ (крім вимірювальних комплексів витратомірів змінного перепаду тиску), повинні відповідати суттєвим та особливим вимогам Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки, затвердженого постановою КМУ від 24.12.16 № 163 (далі - Технічний регламент ЗВТ). Відповідність суттєвим та особливим вимогам цього регламенту зокрема забезпечується відповідністю національним стандартам з переліку, затвердженому наказом Мінекономрозвитку від 13.09.16 № 1512.

7. У разі застосування побутових лічильників газу, що відповідають вимогам ДСТУ 3336, або ДСТУ EN 14236, або ДСТУ EN 1359 зведення об'єму природного газу до стандартних умов для визначення енергії повинне здійснюватися відповідно до наказу Мінпаливенерго від 26.02.04 № 116.

При використанні побутових лічильників газу, які відповідно до пункту 3.17 розділу 3 ДСТУ 3336 виконанні з функцією приведення результатів вимірювання об'єму (до температури газу за стандартних умов 20 °С) від номінальної робочої температури природного газу 0 °С або 15 °С, значення виміряного об'єму необхідно додатково помножити відповідно на коефіцієнти 0,9318 чи 0,9829. Номінальна робоча температура вимірюваного середовища (природного газу), зазначена в експлуатаційній документації та на відліковому пристрої лічильника.

8. У разі розташування ВОГ перед або після точки балансового розмежування газопроводів за ходом газу, витрати і втрати газу, які виникають на газопроводі та на його елементах між точкою балансового розмежування та місцем встановлення ВОГ, відповідно віднімаються або додаються до об'єму природного газу, облікованого ВОГ. Розрахунки цих втрат і витрат проводяться відповідно до методик, викладених у нормативно-правових актах, або у нормативних документах, посилання на які є у нормативно-правових актах.

9. Визначення вищої об'ємної теплоти згоряння природного газу повинне

здійснюватися відповідно до чинних нормативних документів, зокрема ДСТУ 8338, ДСТУ ISO 15971.

10. Визначення ФХП природного газу, вимірювань його об'єму, зведеного до стандартних умов, та визначення енергії природного газу вимірювальною системою повинні проводитись у діапазонах, у яких відносна похибка вимірювань, не виходить за межі, зазначені у пункті 5 розділу IV, у пунктах 7-10 розділу XIV та розділах VI і VIII цих Правил.

11. Коефіцієнт стисливості природного газу розраховують згідно з розділом X цих Правил.

12. Енергію природного газу, що проходить через ВОГ I-VI категорій визначають згідно з додатком А цих Правил.

13. Для перерахунку значень реальної вищої об'ємної теплоти згоряння природного газу, отриманих для одних стандартних умов, до інших використовують коефіцієнти, що наведені у додатку А ДСТУ ISO 13443 (з похибкою, яка не перевищує 0,05 %). При цьому, не залежно від значення стандартної температури визначення об'єму, значення кількості енергії природного газу залишається незмінним.. Зокрема, кількість енергії природного газу, розрахованої на основі вищої об'ємної теплоти згоряння у кВт·год (за абсолютного тиску 101,325 кПа та температури спалювання 25 °С), за температур визначення об'єму 20 °С та 0 °С є однаковою.

IV. Загальні вимоги, склад, та вимоги до метрологічних характеристик вимірювальних систем визначення кількості енергії природного газу

1. Вимірювальні системи, які використовуються для комерційного обліку природного газу, повинні відповідати вимогам ДСТУ OIML R 140, що входить до переліку національних стандартів, затвердженого наказам Мінекономрозвитку від 01.09.16 № 1435, відповідність яким надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ.

2. До складу вимірювальних систем визначення кількості енергії природного газу входять:

a) ВОГ;

b) ЗВТ визначення ФХП природного газу, які встановлені на ВОГ, на газопроводі оператора газотранспортної чи газорозподільної системи або у хіміко-аналітичній лабораторії визначення ФХП;

c) місця відбирання проб природного газу, які повинні облаштовуватись відповідно до вимог ДСТУ ISO 10715.

3. ВОГ, які входять до складу вимірювальних систем, розподіляються на шість категорій залежно від максимальної об'ємної витрати природного газу за стандартних умов, а саме:

I категорія – від 100 000 м^3/год;

II категорія – від 10 000 до 100 000 м^3/год включно;

III категорія – від 1000 до 10 000 м^3/год включно;

IV категорія – від 65 до 1000 м^3/год включно;

V категорія – від 16 до 65 м^3/год включно;

VI категорії – до 16 м^3/год включно.

4. Для підвищення надійності обліку природного газу та покращення достовірності вимірювань об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, суб'єкти ринку природного газу, які здійснюють приймання/передачу природного газу на ВОГ I та II категорій, повинні встановлювати дублювальні ВОГ або дублювальні вимірювальні комплекси.

Допускається встановлення дублювальних ВОГ або дублювальних вимірювальних комплексів на ВОГ інших категорій.

Дублювальні ВОГ або дублювальні вимірювальні комплекси не повинні впливати на роботу комерційного ВОГ.

5. Для оцінки відповідності вимірювальних систем суттєвим вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ для діапазонів абсолютного тиску газу від 0,25 P_{max} до P_{max} та температури газу від мінус 20 °С до плюс 40 °С розраховують значення відносної похибки визначення кількості енергії природного газу або величину розширеної невизначеності результатів визначення кількості енергії природного газу з коефіцієнтом покриття, що дорівнює 2, та вірогідністю покриття 0,95.

1) При використанні у складі вимірювальних систем ВОГ I категорії границі допустимої відносної похибки визначення кількості енергії природного газу становлять ±3,5 %, або розширена відносна невизначеність результатів визначення кількості енергії не повинна перевищувати 3,5 %.

2) При використанні у складі вимірювальних систем ВОГ II-III категорій з витратомірами змінного перепаду тиску границі допустимої відносної похибки визначення кількості енергії природного газу становлять ±4,0 %, або розширена відносна невизначеність результатів визначення кількості енергії природного газу не повинна перевищувати 4,0 %.

3) При використанні у складі вимірювальних систем ВОГ II-V категорій з лічильниками газу границі допустимої відносної похибки визначення кількості енергії природного газу відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань об'ємної витрати за робочих умов лічильників газу від q_t до q_{max} (далі - основний діапазон вимірювань) ±2,0 %;

для додаткового діапазону вимірювань об'ємної витрати за робочих умов лічильників газу від q_{min} до q_t (далі - додатковий діапазон вимірювань) ±4,0 %;

або розширена відносна невизначеність результатів визначення кількості енергії природного газу відповідно не повинна перевищувати:

для основного діапазону вимірювань 2,0 %;

для додаткового діапазону вимірювань 4,0 %.

4) Для ВОГ VI категорії у складі побутових лічильників газу, які входять до вимірювальних систем, при випуску з виробництва верхня та нижня границі допустимої відносної похибки визначення кількості енергії природного газу відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±3,0 %;

для додаткового діапазону вимірювань -6,0 % та +3,0 %.

При цьому розширена відносна невизначеність результатів визначення кількості енергії природного газу відповідно не повинна перевищувати:

для основного діапазону вимірювань 3,0 %;

для додаткового діапазону вимірювань 6,0 %.

Для ВОГ VI категорії, що складаються з побутових лічильників газу, в умовах експлуатації границі допустимої відносної похибки визначення кількості енергії природного газу відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±3,5 %;

для додаткового діапазону вимірювань -7,0 % та +3,5 %.

При цьому розширена відносна невизначеність результатів визначення кількості енергії природного газу відповідно не повинна перевищувати:

для основного діапазону вимірювань 3,5 %;

для додаткового діапазону вимірювань 7,0 %.

V. Загальні вимоги та склад ВОГ

1. ВОГ з використанням витратомірів змінного перепаду тиску повинні відповідати вимогам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 та ДСТУ ГОСТ 8.586.5, що входять до переліку національних стандартів, затвердженого наказам Мінекономрозвитку від 01.09.16 № 1435, відповідність яким надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ.

2. До складу ВОГ з використанням витратомірів змінного перепаду тиску повинні входити:

a) стандартний звужувальний пристрій;

b) ЗВТ вимірювань перепаду тиску на звужувальному пристрої, абсолютного тиску та температури газу;

c) обчислювачі об'єму газу у складі витратоміра змінного перепаду тиску;

d) вимірювальний трубопровід з прямолінійними ділянками, розташованими між звужувальним пристроєм і місцевими опорами, а також між місцевими опорами;

e) потокові ЗВТ визначення ФХП природного газу;

f) допоміжні пристрої (за наявності);

g) лінії зв'язку між складовими ВОГ.

1) Для визначення ФХП природного газу у складі ВОГ I категорії з використанням витратомірів змінного перепаду тиску повинні використовуватись потокові хроматографи, потокові спектральні газоаналізатори або потокові калориметри.

2) Для визначення ФХП до складу ВОГ II-III категорій з використанням витратомірів змінного перепаду тиску повинні входити потокові густиноміри, або потокові хроматографи, спектральні газоаналізатори чи інші потокові ЗВТ визначення ФХП природного газу.

3. ВОГ I-V категорій з використанням лічильників газу повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 1776, що входить до переліку національних стандартів, затвердженого наказам Мінекономрозвитку від 01.09.16 № 1435, відповідність

яким надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ.

4. До складу ВОГ I-V категорій з використанням лічильника газу повинні входити:

a) лічильник газу;

b) коректор типу 1, або обчислювач об'єму газу з вимірювальними перетворювачами тиску та/або температури у складі коректора типу 2 або обчислювач об'єму газу з двома потоковими густиномірами, один з яких визначає густину газу за стандартних, а інший - густину за робочих умов;

c) вимірювальний трубопровід з прямолінійними ділянками, розташованими безпосередньо до та після лічильника газу;

d) потокові ЗВТ визначення ФХП природного газу (хроматограф, спектральний газоаналізатор або калориметр) – для ВОГ I категорії;

e) допоміжні пристрої (за наявності);

f) лінії зв'язку між складовими ВОГ.

1) Турбінні лічильники газу повинні використовуватись лише у складі ВОГ I-III категорії за абсолютного тиску газу понад 0,2 МПа.

2) На ВОГ IV та V категорій з використанням лічильників газу за умови, що абсолютний тиск природного газу не перевищує 0,4 МПа, може використовуватись коректор або обчислювач об'єму газу лише функцію приведення до стандартних умов за температурою та тиском газу.

3) На ВОГ V категорії з використанням лічильників газу за умови, що надлишковий тиск природного газу не перевищує 5 кПа, може використовуватись коректор або обчислювач об'єму газу лише функцію приведення до стандартних умов за температурою газу.

5. До складу ВОГ I-II категорій з використанням лічильника газу та потокових ЗВТ визначення густини за стандартних і робочих умов входять:

a) лічильник газу;

b) потоковий густиномір визначення густини газу за стандартних умов;

c) потоковий густиномір визначення густини газу за робочих умов;

d) обчислювач об'єму газу;

e) вимірювальний трубопровід з прямолінійними ділянками, розташованими безпосередньо до та після лічильника газу;

f) потокові ЗВТ визначення ФХП природного газу (хроматограф, спектральний газоаналізатор або калориметр) – для ВОГ I категорії;

g) допоміжні пристрої (за наявності);

h) лінії зв'язку між складовими ВОГ.

6. У складі ВОГ I-III категорій повинні використовуватися ультразвукові лічильники газу, що мають не менше двох каналів вимірювальних акустичних сигналів.

7. Турбінні лічильники газу повинні використовуватись лише у складі ВОГ I-III категорії за абсолютного тиску газу понад 0,2 МПа.

8. До складу ВОГ I-V категорій з використанням лічильника газу з вбудованим коректором (з функцією приведення об'єму до стандартних умов) повинні входити:

a) лічильник газу з вбудованим коректором, що відповідають вимогам ДСТУ OIML R 140;

b) вимірювальний трубопровід з прямолінійними ділянками, розташованими безпосередньо до та після лічильника газу з вбудованим коректором;

c) допоміжні пристрої (за наявності).

9. До складу ВОГ VI категорії з використанням побутових лічильників газу повинні входити:

a) побутовий лічильник газу;

b) фільтр (якщо це передбачено технічною документацією виробника на побутовий лічильник газу).

VI. Вимоги до метрологічних характеристик ВОГ

1. Метрологічні характеристики ВОГ встановлюються для діапазонів абсолютного тиску газу від 0,25 P_{max} до P_{max} та температури газу від -20 °C до +40 °C.

1) Границі допустимої відносної похибки вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, на ВОГ з використанням витратомірів змінного перепаду тиску становлять ±3,0 %.

2) Границі допустимої відносної похибки вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, на ВОГ I-V категорій з використанням лічильників газу та коректорів або обчислювачів об'єму газу або лічильників газу з функцією приведення об'єму природного газу до стандартних умов відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±1,5 %;

для додаткового діапазону вимірювань ±3,0 %.

3) Границі допустимої відносної похибки вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, на ВОГ VI категорій у складі лічильників газу або лічильників газу з функцією приведення об'єму природного газу до стандартних умов при випуску з виробництва відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±2,0 %;

для додаткового діапазону вимірювань ±4,0 %.

При цьому в умовах експлуатації для них границі допустимої відносної похибки вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±3,3 %;

для додаткового діапазону вимірювань -6,6 % та +3,3 %.

4) Границі допустимої відносної похибки модулів вимірювань об'єму газу за робочих умов на ВОГ I-V категорій з використанням лічильників газу та коректорів або обчислювачів об'єму газу або лічильників газу з функцією приведення об'єму природного газу до стандартних умов відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±1,2 %;

для додаткового діапазону вимірювань ±2,4 %.

5) Границі допустимої відносної похибки модулів вимірювань об'єму газу за робочих умов на ВОГ VI категорії з використанням лічильників газу або лічильників газу з функцією приведення об'єму природного газу до стандартних умов при випуску з виробництва відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±1,5 %;

для додаткового діапазону вимірювань ±3,0 %;

При цьому в умовах експлуатації границі допустимої відносної похибки вимірювань об'єму газу за робочих умов для них відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±3,0 %;

для додаткового діапазону вимірювань -6,0 % та +3,0 %.

VII. Загальні вимоги до ЗВТ, що входять до складу ВОГ

1. Витратоміри змінного перепаду тиску та ЗВТ, що входять до їх складу, повинні відповідати вимогам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 та ДСТУ ГОСТ 8.586.5, які входять до переліку національних стандартів, затвердженого наказам Мінекономрозвитку від 01.09.16 № 1435, відповідність яким надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ.

1) Витратоміри змінного перепаду тиску повинні використовуватись лише на ВОГ I-III категорій.

2) Застосування витратомірів змінного перепаду тиску з діафрагмами за ДСТУ ГОСТ 8.586.2 можливе лише на вимірювальному трубопроводі з внутрішнім діаметром від 0,08 м до 1,0 м за значення критерію гідродинамічної подібності Рейнольдса (Re) більше 5000.

2. ЗВТ, які входять до складу ВОГ I-V категорій з використанням лічильників газу, повинні задовольняти вимоги національних стандартів, які ідентичні нормативним документам Міжнародної Організації Законодавчої Метрології (OIML), або входити до переліку національних стандартів, затверджених наказом Мінекономрозвитку від 13.09.16 № 1512, відповідність яким надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту ЗВТ, зокрема:

лічильники газу – ДСТУ OIML R 137-1-2;

турбінні лічильники газу – ДСТУ EN 12261;

роторні лічильники газу – ДСТУ EN 12480;

ультразвукові лічильники газу – ДСТУ ISO 17089-1;

мембранні лічильники газу – ДСТУ EN 1359;

коректори та обчислювачі об'єму газу з вимірювальними перетворювачами тиску та/або температури – ДСТУ EN 12405-1;

коректори об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу щодо загальних вимог – ДСТУ EN 12405-2;

3. Побутові лічильники газу класу 1.5, які входять до складу ВОГ VI категорії повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 14236 або ДСТУ EN 1359 (що входять до переліку національних стандартів, затверджених наказом Мінекономрозвитку від 13.09.16 № 1512, відповідність яким надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту ЗВТ), або ДСТУ 3336.

4. Засоби вимірювань, зокрема, коректори, обчислювачі об'єму газу та електронні блоки лічильників газу з функцією приведення об'єму до стандартних умов (далі - коректори та обчислювачі об'єму газу) в частині програмного забезпечення відповідати OIML D 31, а також у частині дії на результати їх вимірювань впливових чинників та завад повинні відповідати ДСТУ OIML D 11, який входить до переліку національних стандартів, затвердженому наказом Мінекономрозвитку від 01.09.2016 № 1435, відповідність яким надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ.

5. Розрахунок коефіцієнта стисливості на ВОГ I-V категорій здійснюють за ГОСТ 30319.1 та ГОСТ 30319.2 або за ДСТУ ISO 12213-1, ДСТУ ISO 12213-2 та ДСТУ ISO 12213-3.

6. Для вимірювання температури газу на ВОГ необхідно відповідно до ДСТУ 2858 (ГОСТ 6651) застосовувати платинові або мідні термоперетворювачі опору із класом допуску А або первинні вимірювальні перетворювачі інших конструкцій, але не з гіршими метрологічними характеристиками.

VIII. Вимоги до метрологічних характеристик ЗВТ, які використовуються на ВОГ

1. Метрологічні характеристики ЗВТ ВОГ з використанням витратомірів змінного перепаду тиску.

1) Границі допустимої основної зведеної похибки вимірювань перепаду тиску газу при використанні витратомірів змінного перепаду тиску відповідно становлять:

для ВОГ I категорії ±0,075 %;

для ВОГ II-III категорій ±0,1 %.

2) Границі допустимої основної зведеної похибки вимірювань абсолютного тиску газу при використанні витратомірів змінного перепаду тиску відповідно становлять:

для ВОГ I категорії ±0,075 %;

для ВОГ II-III категорій ±0,1 %.

3) Границі допустимої основної абсолютної похибки вимірювання температури газу відповідно становлять:

для ВОГ I категорії сумарно для термоперетворювачів ±0,3 °С;

у т.ч. без урахування похибки первинного термоперетворювача– ±0,1 °С;

для ВОГ II-III категорій сумарно для термоперетворювачів ±0,5 °С;

у т.ч. без урахування похибки первинного термоперетворювача ±0,2 °С.

4) Границі допустимої додаткової температурної похибки перетворювачів усіх типів у всьому діапазоні робочих температур довкілля не повинні перевищувати граничного значення основної похибки.

5) Границі допустимої відносної похибки вимірювальних комплексів витратомірів змінного перепаду тиску у разі вимірювань тиску в діапазоні від 20 до 100 % та перепаду тиску в діапазоні від 10 до 100 % від верхньої межі діапазону вимірювань відповідно становлять:

для ВОГ I категорії ±0,3 %;

для ВОГ II та III категорій ±0,5 %.

Для ВОГ II та III категорій у складі витратомірів змінного перепаду тиску допускається використання вимірювальних перетворювачів перепаду тиску з двома діапазонами вимірювань з різними нормованими похибками.

Використання на ВОГ I-III категорій у складі витратомірів змінного перепаду тиску кількох вимірювальних перетворювачів перепаду тиску з різними діапазонами вимірювань з нормованими похибками допускається, якщо час відновлення метрологічних характеристик вимірювальних перетворювачів нижнього діапазону вимірювань перепаду тиску (після роботи витратоміра з використанням вимірювальних перетворювачів верхнього діапазону вимірювань перепаду тиску) не перевищує 60 с.

6) Максимальні допустимі відхилення значень об'єму газу, зведеного до стандартних умов, отриманих обчислювачами об'єму газу витратомірів змінного перепаду тиску, від розрахункових контрольних значень становлять не більше ніж:

для ВОГ I категорії ±0,02 %;

для ВОГ II-III категорій ±0,05 %.

2. Вимоги до лічильників газу ВОГ I–V категорій з використанням лічильників газу та коректорів або обчислювачів об'єму газу

1) На ВОГ I-V категорій повинні використовуватись лічильники газу класу 1,0.

Розташування турбінних лічильників газу на ВОГ (горизонтальне або вертикальне з напрямком руху газу зверху вниз) повинне відповідати його розташуванню при повірці та калібруванні. При цьому в умовах експлуатації границі допустимої основної відносної похибки лічильників газу при вимірюванні об'єму газу за робочих умов відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±1,0 %;

для додаткового діапазону вимірювань ±2,0 %.

Зазначені вимоги повинні виконуватись, коли температура навколишнього середовища не відрізняється від температури природного газу більше, ніж на 5 °С.

2) Границі допустимої середньозваженої основної відносної похибки лічильників газу, які використовуються на ВОГ I-V категорій, при випуску з виробництва становлять ±0,4 %.

3) Співвідношення q_{max}/q_{min} для лічильників газу, які використовуються на ВОГ I-V категорій, повинні відповідно бути:

якщо їх максимальна об'ємна витрата за робочих умов не перевищує 65 м^3/год – не менше ніж 100/1;

якщо їх максимальна об'ємна витрата за робочих умов перевищує 65 м^3/год – не менше ніж 20/1.

3. Вимоги до коректорів та обчислювачів об'єму газу ВОГ I-V категорій з використанням лічильників газу

1) Конструкція коректорів та їх складових частини повинна бути такою, щоб не погіршувалась точність вимірювання газових лічильників, до яких вони приєднані. Для обчислення об'єму газу, зведеного до стандартних умов, на ВОГ повинні використовуватися коректори або обчислювачі об'єму газу, які

відповідають ДСТУ EN 12405-1. При цьому коректор об'єму газу виробляються в наступних модифікаціях:

a) з функцією приведення об'єму газу до стандартних умов за температурою, абсолютним тиском та коефіцієнтом стисливості забезпечує вимірювання абсолютного тиску та температури природного газу, що протікає у вимірювальному трубопроводі, і перетворює вихідні сигнали від лічильника газу та з урахуванням характеристик природного газу (вища об'ємна теплота згоряння та/або густина за стандартних умов, молярні частки діоксиду вуглецю та азоту або водню у природному газі) обчислює об'єм природного газу, зведеного до стандартних умов, з нормованою похибкою.

b) з функцією приведення об'єму газу до стандартних умов за температурою, абсолютним тиском забезпечує вимірювання абсолютного тиску та температури природного газу, що протікає у вимірювальному трубопроводі, і перетворює вихідні сигнали від лічильника газу та з урахуванням коефіцієнта стисливості природного газу обчислює об'єм природного газу, зведеного до стандартних умов, з нормованою похибкою.

c) з функцією приведення об'єму газу до стандартних умов лише за температурою забезпечує вимірювання температури природного газу, що протікає у вимірювальному трубопроводі, і перетворює вихідні сигнали від лічильника газу та з урахуванням абсолютного тиску та коефіцієнта стисливості природного газу природного газу обчислює об'єм природного газу, зведений до стандартних умов, з нормованою похибкою.

2) Границі допустимої відносної похибки коректорів під час вимірювань температури газу в діапазоні від -20° С до +40° С та абсолютного тиску газу в діапазоні від 0,25 P_{max} до P_{max} та обчисленні об'єму газу, зведеного до стандартних умов, відповідно становлять:

для ВОГ I категорії з функцією приведення об'єму газу до стандартних умов по температурі, тиску та з урахуванням коефіцієнту стисливості газу ±0,3 %;

для ВОГ II-V категорій з функцією приведення об'єму газу до стандартних умов по температурі, тиску та з урахуванням коефіцієнту стисливості газу ±0,5 %;

для ВОГ V категорії лише з функцією приведення об'єму газу до стандартних умов по температурі ±0,3%.

3) Вимоги до коректорів типу 1

Границі допустимої основної абсолютної похибки коректорів типу 1 при вимірюванні температури газу відповідно становлять:

для ВОГ I категорії ±0,3 °С.

для ВОГ II-V категорій ±0,5 °С.

Границі допустимої основної відносної похибки коректорів типу 1 при вимірюванні абсолютного тиску газу відповідно становлять:

для ВОГ I категорії ±0,2 %;

для ВОГ II-V категорій ±0,3 %.

Границі допустимої додаткової температурної похибки перетворювачів усіх типів у всьому діапазоні робочих температур довкілля не повинні перевищувати граничного значення основної похибки.

Максимальні допустимі відхилення значень об'єму газу, зведеного до стандартних умов, отриманих коректорами типу 1, від розрахункових контрольних значень відповідно становлять не більше ніж:

для ВОГ I категорії ±0,02 %;

для ВОГ II-V категорій ±0,05 %.

4) Вимоги до ЗВТ, що входять до складу коректорів типу 2.

У складі коректорів типу 2 на ВОГ I-V категорій з лічильниками газу повинні використовуватись ЗВТ вимірювань тиску та/або температури з цифровим форматом представлення даних результатів вимірювань.

Границі допустимої основної зведеної похибки вимірювальних перетворювачів абсолютного тиску газу коректорів типу 2 відповідно становлять:

на ВОГ I категорії ±0,075 %;

на ВОГ II-IV категорій ±0,1 %;

на ВОГ V категорії ±0,15 %.

Для вимірювання температури коректорами типу 2 застосовувати платинові або мідні термоперетворювачі опору із класом допуску А за ДСТУ 2858 або первинні вимірювальні перетворювачі інших конструкцій з не гіршими метрологічними характеристиками.

Границі допустимої основної абсолютної похибки вимірювання температури коректорів типу 2 відповідно становлять:

для ВОГ I категорії загальної для термоперетворювачів ±0,3 °С;

без урахування похибки первинного термоперетворювача ±0,1 °С;

для ВОГ II-V категорій загальної для термоперетворювачів ±0,5 °С;

без урахування похибки первинного термоперетворювача ±0,2 °С.

Границі допустимої додаткової температурної похибки коректорів типу 2 у всьому діапазоні робочих температур довкілля не повинні перевищувати граничного значення основної похибки.

Максимальні допустимі відхилення значень об'єму газу, зведеного до стандартних умов, отриманих коректором типу 2, від розрахункових контрольних значень відповідно становлять не більше ніж:

для ВОГ I категорії ±0,02 %;

для ВОГ II-V категорій, ±0,05 %.

4. Вимоги до лічильників газу ВОГ VI категорії.

1) Границі допустимої основної відносної похибки лічильників газу, які використовуються на ВОГ VI категорії для вимірювання об'єму газу за робочих умов, при випуску з виробництва відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±1,5 %;

для додаткового діапазону вимірювань ±3,0 %.

При цьому в умовах експлуатації границі допустимої основної відносної похибки зазначених лічильників газу при вимірюванні об'єму газу за робочих умов відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±3,0 %;

для додаткового діапазону вимірювань -6 % та +3,0 %.

2) Співвідношення q_{max}/q_{min} для лічильників газу, які використовуються на ВОГ VI категорії, повинне бути не менше ніж 150/1.

3) Границі допустимої основної середньозваженої відносної похибки лічильників газу, які використовуються на ВОГ VI категорії, при випуску з виробництва становлять ±0,6 %.

4) Для лічильників газу ВОГ VI категорії із вбудованими температурними компенсаторами (пристроями перетворення об'єму), які відображають тільки значення об'єму газу, зведеного до стандартних умов, границі допустимої похибки збільшуються (за абсолютним значенням) на 0,5 % в діапазоні значень температури 30 °С, що розташований симетрично навколо зазначеного виробником та обраного з діапазону від 15 °С до 25 °С значення температури. За межами діапазону 30 °С допускається додаткове збільшення на 0,5 % на кожному інтервалі у 10 °С.

5. Вимоги до вимірювальних комплексів – лічильників газу з вбудованими коректорами (з функцією приведення об'єму природного газу до стандартних умов).

1) Для лічильників газу ВОГ I-V категорій з вбудованими коректорами границі допустимої основної відносної похибки вимірювань об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±1,1 %;

для додаткового діапазону вимірювань ±2,2 %.

2) Співвідношення q_{max}/q_{min} для лічильників газу ВОГ I-V категорій з функцією приведення об'єму природного газу до стандартних умов відповідно:

у разі, якщо їх максимальна об'ємна витрата газу у робочих умовах не перевищує 160 м^3/год, має бути не меншим ніж 100/1;

у разі, якщо їх максимальна об'ємна витрата газу у робочих умовах перевищує 160 м^3/год, має бути не меншим ніж 50/1.

3) Для лічильників газу ВОГ VI категорії з функцією приведення об'єму природного газу до стандартних умов за температурою при випуску з виробництва границі допустимої основної відносної похибки вимірювань об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±1,5 %;

для додаткового діапазону вимірювань ±3,0 %.

При цьому границі допустимої основної відносної похибки лічильників газу з функцією приведення об'єму природного газу до стандартних умов за температурою в умовах експлуатації, які використовуються на ВОГ VI категорії, при вимірюванні об'єму за робочих умов відповідно становлять:

для основного діапазону вимірювань ±3,0 %;

для додаткового діапазону вимірювань -6 % та +3,0 %.

4) Для лічильників газу ВОГ VI категорії з функцією приведення об'єму природного газу до стандартних умов за температурою границі допустимої основної відносної похибки вимірювань температури становлять ±1 °С.

5) Для лічильників газу ВОГ VI категорії з функцією приведення об'єму природного газу до стандартних умов співвідношення максимальної до мінімальної об'ємної витрати газу в робочих умовах має бути не менше ніж 150/1.

6) Для лічильників газу ВОГ VI категорії, які відображають тільки результати вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, для

основного діапазону вимірювань, коли температура навколишнього середовища відрізняється від температури газу більше ніж на 20 °С, границі допустимої похибки встановлюються удвічі більшими (за абсолютним значенням) відносно величин, наведених у підпунктах 1 та 3 пункту 4 розділу VIII цих Правил.

IX. Технічні вимоги до ЗВТ, які використовуються на ВОГ

1. Конструкція ЗВТ ВОГ повинна бути такою, щоб будь-яке втручання, що здатне вплинути на результати вимірювання, призводило до постійно видимих пошкоджень його складових частини або його захисних пломб, або формувати сигнал, який повинен запам'ятовуватися в реєстрі подій (втручань) коректора або обчислювача об'єму газу.

Місця встановлення пломб повинні бути легко доступними для візуального контролю.

2. ЗВТ ВОГ, що живляться від електричних мереж та на яких можливе відключення електроживлення, повинні бути обладнані джерелом безперебійного електроживлення для забезпечення їх функціонування у робочому стані протягом не менше трьох діб.

3. ЗВТ, крім лічильників газу, що входять до складу ВОГ (коректори, обчислювачі об'єму газу, вимірювальні перетворювачі тиску, перепаду тиску та температури), повинні працювати з даними у цифровому форматі.

4. На ВОГ I-IV категорій повинні використовуватись вимірювальні перетворювачі абсолютного тиску.

5. Вимоги щодо монтажу ЗВТ на ВОГ з використанням лічильників газу:

1) Вимірювальні перетворювачі абсолютного тиску за допомогою з'єднувальних трубок приєднують до робочої камери лічильників газу. Якщо конструкцією лічильника не передбачено на його корпусі місце приєднання вимірювальних перетворювачів тиску, останні приєднують до вимірювального трубопроводу.

2) Первинні вимірювальні термоперетворювачі встановлюють в корпусі лічильника газу для вимірювання температури у його робочій камері. Якщо конструкцією лічильника в його корпусі не передбачено місце встановлення вимірювального перетворювача температури, останній встановлюють на вимірювальному трубопроводі.

3) Місце приєднання вимірювальних перетворювачів тиску вибирають у тому ж перетині вимірювального трубопроводу, у якому встановлено чутливий елемент вимірювального перетворювача температури, що використовується для комерційного обліку газу.

4) Якщо на корпусі лічильника газу не обладнано місце для встановлення первинного вимірювального термоперетворювача, то його встановлюють або у захисну гільзу або занурюють безпосередньо у вимірювальний трубопровід. При цьому первинні вимірювальні термоперетворювачі встановлюють перед роторними та мембранними лічильниками газу або після турбінних, ультразвукових та вихрових лічильників газу (далі – швидкісні лічильники газу)

по ходу газу.

6. У випадку використання витратомірів змінного перепаду тиску вимірювання температури та тиску газу необхідно здійснювати згідно з вимогами ДСТУ ГОСТ 8.586.5. При розташуванні ВОГ з витратоміром змінного перепаду тиску безпосередньо після вузла редукування тиску газу вимірювальний термоперетворювач необхідно встановлювати після звужувального пристрою.

7. Чутливий елемент первинного вимірювального термоперетворювача повинен бути термоізольовані від його корпусу, якщо він монтується безпосередньо на вимірювальному трубопроводі.

8. Для вимірювання об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, що використовується за імпульсного режиму роботи, застосовуються лічильники газу та коректори або обчислювачі об'єму газу тільки з високочастотними електричними сигналами або з передаванням інформації по цифровому інтерфейсу від лічильника з високою частотою вимірювань.

9. Для ВОГ автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій природного газу (АГНКС) застосовуються лічильники або витратоміри змінного перепаду тиску (зокрема з використанням двох стандартних звужувальних пристроїв) з можливістю роботи у реверсивному режимі (зі зворотнім рухом газу) або встановлюються зворотні клапани, якщо це допускається технологічною схемою.

X. Технічні вимоги до коректорів, обчислювачів об'єму газу та електронних блоків лічильників газу з функцією приведення об'єму до стандартних умов

1. Коректори та обчислювачі об'єму газу повинні відображати на індикаторах поточні значення температури та абсолютного тиску природного газу, коефіцієнта стисливості природного газу, об'ємної витрати природного газу за робочих умов (для коректора або обчислювача об'єму газу), об'єму та об'ємної витрати природного газу, зведеного до стандартних умов.

2. Індикатори коректорів та обчислювачів об'єму газу повинні мати не менше ніж вісім знакомісць.

3. На ВОГ I-V категорій значення ФХП (молярні частки компонентів газу або густина, молярні частки азоту і діоксиду вуглецю – для розрахунку коефіцієнту стисливості за ГОСТ 30319.1 та ГОСТ 30319.2) або інші значення ФХП (молярні частки компонентів газу молярні частки водню та/або діоксиду вуглецю, вищої об'ємної теплоти згоряння та відносна густина – для розрахунку коефіцієнту стисливості за ДСТУ ISO 12213-2 та ДСТУ ISO 12213-3) вводяться до коректорів типу 1 чи обчислювачів об'єму газу як умовно сталі величини.

5) Розрахунок коефіцієнта стисливості природного газу для комерційному обліку в коректорах або обчислювачах об'єму газу на ВОГ з використанням ГОСТ 30319.1 та ГОСТ 30319.2 відповідно виконується:

- за значення абсолютного тиску, рівного 0,1 МПа (та дійсних значень інших параметрів природного газу) у разі, коли значення абсолютного тиску природного газу менше ніж 0,1 МПа;

- за значення температури, рівного -23,15 °С (та дійсних значень інших параметрів природного газу) у разі, коли значення температури природного газу менше ніж -23,15 °С.

4) Розрахунок фактора стисливості природного газу за інших стандартних умов (наприклад, за температури 0 °С та за абсолютного тиску 101,325 кПа, або за температури 15 °С та абсолютного тиску 101,325 кПа, або за температури 60 °F та за абсолютного тиску 30 дюймів рт. ст. за 32 °F) виконується за ГОСТ 30319.2, а не за ГОСТ 30319.1 аналогічно розрахунку фактора стисливості для робочих умов, але при цьому використовуються значення температури і абсолютного тиску, що відповідають іншим стандартним умовам (за дійсних значень ФХП природного газу).

1. На ВОГ IV та V категорій за умови, що абсолютний тиск природного газу не перевищує 0,4 МПа, у яких коректор або обчислювач об'єму газу має лише функцію приведення об'єму до стандартних умов за температурою та тиском газу, значення коефіцієнта стисливості природного газу розраховують та відповідно вводять до коректорів або обчислювачів об'єму газу як умовно сталу величину.

2. На ВОГ V категорії за умови, що надлишковий тиск природного газу не перевищує 5 кПа, у яких коректор або обчислювач об'єму газу має лише функцію приведення об'єму до стандартних умов за температурою газу, значення абсолютного тиску та коефіцієнта стисливості природного газу визначають та вводять до коректорів чи обчислювачів об'єму газу як умовно сталі величини. Коректори, обчислювачі об'єму газу повинні забезпечувати можливість періодичного введення та реєстрації значень умовно сталих величин (ФХП, абсолютного тиску та інше) віддалено (з сервера в ручному або автоматичному режимі по каналах зв'язку) та/або безпосередньо на місці експлуатації.

3. Коректори та обчислювачі об'єму газу, які не виконують розрахунок коефіцієнту стисливості при кожному циклі вимірювань тиску та/або температури газу на ВОГ III-VI категорій за низького та середнього абсолютного тиску (до 0,4 МПа), повинні забезпечувати можливість введення умовно сталих величин лише за допомогою власної клавіатури або безпосереднім підключенням до них пристроїв введення.

4. За неможливості введення та контролю умовно сталих величин на місці експлуатації (через особливості конструкції коректорів або обчислювачів об'єму газу) система обміну з віддаленими засобами відображення інформації у складі вимірювальної системи повинна пройти оцінку відповідності суттєвим вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ та сертифікацію в установленому порядку щодо забезпечення захисту інформації від зловмисного втручання.

5. Коректори та обчислювачі об'єму газу повинні забезпечувати можливість обміну інформацією про параметри природного газу та результати вимірювань

його об'єму, зведеного до стандартних умов, протоколи аварійних ситуацій, протоколи про втручання в роботу коректорів та обчислювачів, конфігурацію ВОГ з передачею її для фіксації на реєструвальні пристрої та/або на комп'ютери та/або віддалені сервери.

6. Конструкція коректорів та обчислювачів об'єму газу повинна забезпечувати захист від випадкового або зловмисного втручання у програмне забезпечення, критичного для їх метрологічних характеристик, у тому числі за рахунок використання спеціальних захисних елементів, та не допускати спотворення в період експлуатації результатів вимірювань, які використовуються для комерційного обліку природного газу.

7. Якщо будь-які результати вимірювань, протоколи аварійних ситуацій, протоколи про втручання в роботу коректорів та обчислювачів можуть бути втрачені внаслідок виконання дії, передбаченої експлуатаційною документацією, то з метою запобігання втрати інформації користувач повинен бути попереджений про це разом з вказівкою (до виконання даної дії) виконати запобіжну дію. Критичні для обліку газу дані повинні зберігатися в енергонезалежній пам'яті. Докази втручання повинні бути очевидними та зберігатись протягом періоду часу, що не менший за міжповірочний інтервал, а захисні елементи бути легко доступні для контролю. При цьому прийнятними рішеннями є.

1) Опломбування корпусу, в якому знаходиться запам'ятовуючий пристрій, або опломбування запам'ятовуючого пристрою на печатній платі.

2) Якщо використовується пристрій багаторазового запису в енергонезалежній пам'яті, то вхідний сигнал дозволу запису блокується за допомогою вимикача, який може пломбуватися. Електричне коло повинне бути побудоване таким чином, щоб функцію захисту не можна було б відмінити за допомогою короткого замикання контактів.

8. Коректори та обчислювачі об'єму газу повинні мати захищений блок енергонезалежної фіскальної пам'яті, яка не стирається без пошкодження корпусів, їх складових частин або захисних пломб, і забезпечує збереження інформації про результати вимірювання об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, протоколи аварійних ситуацій, протоколи про втручання в роботу коректорів та обчислювачів, конфігурацію ВОГ.

9. Інформація про конфігурація ВОГ не повинна змінюватись без порушення пломби та механічного перемикання ключа захисту, зокрема неприпустимим є його дистанційне змінювання.

10. Конструкція коректорів та обчислювачів об'єму газу з автономним живленням повинна забезпечувати можливість заміни джерела живлення без пошкодження відбитків повірочних тавр або пломб. При заміні елементів живлення коректори та обчислювачі об'єму газу повинні забезпечувати зберігання всієї вимірювальної інформації

XI. Технічні вимоги до програмного забезпечення коректорів та обчислювачів об'єму природного газу

1. Програмне забезпечення, критичне для метрологічних характеристик коректорів та обчислювачів об'єму газу (законодавчо релевантна частина програмного коду) повинно бути захищене від несанкціонованих змін, у тому числі шляхом перезавантаження або дозавантаження. Докази про несанкціоноване втручання у програмне забезпечення, критичне для метрологічних характеристик, та його роботу повинні бути помітними та доступними для спостереження протягом періоду часу, що не менший за міжповірочний інтервал.

2. Програмне забезпечення, критичне для метрологічних характеристик коректорів та обчислювачів об'єму газу повинне бути однозначно ідентифіковане, зокрема шляхом відображення його конкретної версії та контрольної суми. Ідентифікаційне позначення та контрольна сума повинні бути нерозривно пов'язані із самим програмним забезпеченням та виводитися на дисплей під час роботи при звертанні або при включенні коректорів та обчислювачів об'єму газу.

3. Для програмного забезпечення, критичного для метрологічних характеристик коректорів та обчислювачів об'єму газу, повинна бути можливість перевірки алгоритмів та розрахунків за допомогою метрологічного дослідження або шляхом перевірки правильності функціонування програмного забезпечення.

4. Коректори та обчислювачі об'єму газу та їх програмне забезпечення для роботи з серверами операторів газотранспортної або газорозподільних систем повинні мати можливість використання протоколів обміну даними ModBus RTU та/або протоколів серії IEC 62056, та/або протоколів, що базуються на стандарті EN 13757.

5. Для ВОГ I-V категорій програмне забезпечення коректорів та обчислювачів об'єму газу та їх конструкція повинні забезпечувати можливість зміни значень ФХП природного газу як умовно сталих величин, а також переходу відповідно на «літній» та «зимовий» час в автоматичному режимі за допомогою ключа захисту меню. Ввімкнутий ключ дозволяє внесення змін у змінну частину програмного забезпечення за допомогою клавіатури коректорів та обчислювачів об'єму газу або безпосереднім підключенням до них. Ключ механічно пломбується в неактивному (вимкнутому) стані. Для зміни параметрів і конфігурації ключ повинен бути ввімкнутим, що неминуче повинно призвести до «зриву пломби» в такому захисті.

Прийнятним технічним рішенням є обчислення та звіряння контрольної суми програмного забезпечення з інформацією про конфігурацію ВОГ не рідше ніж один раз на добу під час вимірювань або при звертанні та підтвердження її незмінності від часу останнього санкціонованого оновлення, під час якого розраховувалась контрольна сума для подальшого звіряння. Невідповідність контрольної суми програмного забезпечення з інформацією про конфігурацію ВОГ повинне фіксуватись у протоколі аварійних ситуацій.

6. Для коректорів та обчислювачів об'єму газу, які не виконують розрахунок коефіцієнту стисливості при кожному циклі вимірювань тиску та/або температури

газу на ВОГ III-V категорій, зміна значень ФХП природного газу повинна виконуватись лише за допомогою використання ключа механічного захисту.

7. Для коректорів та обчислювачів об'єму газу ВОГ I-V категорій, які виконують розрахунок коефіцієнту стисливості при кожному циклі вимірювань тиску та температури, у змінній частині програмного забезпечення повинна забезпечуватись можливість віддаленої зміни значень ФХП природного газу, синхронізації часу з сервером, забезпечення переходу на «літній» або «зимовий» час. При цьому не повинно бути іншого способу зазначених змін, окрім як за допомогою уповноваженої особи. Якщо уповноважена особа хоче ввести конкретний елемент в меню параметрів, то вона повинна використати Пін-код як частину криптографічного сертифікату. Програмне забезпечення коректорів і обчислювачів об'єму газу перевіряє автентичність цього Пін-коду згідно з сертифікатом і дає дозвіл на введення цього елементу в меню параметрів. Такий доступ повинен реєструватися в контрольному журналі (протоколі втручання) з вказівкою особистих даних цієї особи (чи щонайменше її Пін-коду).

8. Якщо частина програмного забезпечення, критична для метрологічних характеристик коректорів та обчислювачів об'єму газу, може встановлювати зв'язок з іншими частинами програмного забезпечення, то має бути визначений програмний інтерфейс. Увесь зв'язок повинен здійснюватися виключно через цей інтерфейс. Частина програмного забезпечення, критична для метрологічних характеристик коректорів та обчислювачів об'єму газу, і згаданий інтерфейс мають бути чітко документовані.

9. Вимоги до інтерфейсу:

1) Інтерфейс складається з програмного коду і виділених областей даних (про конфігурацію ВОГ, про ФХП природного газу, які вводяться як умовно сталі величини, протоколи аварійних ситуацій та втручання у роботу, результати вимірювань параметрів газу: тиск, температура, перепад тиску або кількість отриманих електричних імпульсів від лічильника). Керуюча програма запису і прочитання даних є частиною такого програмного інтерфейсу.

2) Операції в обхід такого задекларованого програмного інтерфейсу не допускається.

3) Для того, щоб при затвердженні типу приладу мати можливість вирішити питання про коректність програмного забезпечення, повинні бути детально описані усі критичні для метрологічних характеристик коректорів та обчислювачів об'єму газу функції і області даних цього програмного забезпечення.

4) Має бути забезпечене однозначне призначення кожної команди для усіх функцій, що виконуються, або змін даних в частині програмного забезпечення, критичного для метрологічних характеристик коректорів та обчислювачів об'єму газу. Виробник коректора або обчислювача об'єму газу повинен надати повністю задокументований опис команд.

5) Виконання вимірювань (що реалізовується частиною критичною для метрологічних характеристик коректорів та обчислювачів об'єму газу програмного забезпечення) не повинне затримуватися або блокуватися через

виконання інших завдань. Повинні бути забезпечені технічні засоби для запобігання впливу на функції, критичної для метрологічних характеристик коректорів та обчислювачів об'єму газу, з боку якої-небудь некритичної програми або стороннього програмного забезпечення.

6) За дотримання обмежень зазначених в п.9 несе відповідальність виробник коректора або обчислювача об'єму газу.

10. Програмне забезпечення коректорів та обчислювачів об'єму газу повинне передбачати можливість визначення загального, безаварійного та аварійного об'ємів газу за стандартних умов, а також загального об'єму газу за робочих умов з відображенням цих даних у комерційних звітах, інтерфейсі сервісної програми та екрані індикатора, ведення загальної та аварійної баз даних обліку природного газу, друкування звітів, переходу відповідно на «літній» та «зимовий» час в автоматичному режимі, а також їх самодіагностики.

При переході на «зимовий» або на «літній» час або при виконанні синхронізації часу коректорів та обчислювачів об'єму газу з сервером не допускається втрата або зміна даних та результатів вимірювань.

11. Коректори та обчислювачі об'єму газу повинні розрізняти аварійні ситуації ЗВТ та зберігати інформацію про їх тривалість.

До аварійних ситуацій ЗВТ належать ситуації, за якими:

1) поточні значення вимірюваних величин вийшли за межі діапазонів з нормованими похибками для відповідних ЗВТ;

2) робота ЗВТ за межами діапазону, в якому дозволене застосування алгоритму обчислень (за температурою, абсолютним тиском, числом Рейнольдса, хімічним складом природного газу, густиною, вищою об'ємною теплотою згоряння тощо);

3) поточні значення вимірюваних величин вийшли за межі діапазонів, які для відповідних ЗВТ використовувались при оцінці відповідності суттєвим вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ;

4) поточні значення розрахункових вимірюваних величин вийшли за межі, які використовувались при оцінці відповідності суттєвим вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ;

5) поточні значення будь-яких з електричних сигналів (лічильника газу, вимірювальних перетворювачів температури, абсолютного тиску, вийшли за межі діапазону допустимих вхідних значень) коректора або обчислювача об'єму газу, або поточні значення електричного сигналу перепаду тиску вийшли за межі діапазону допустимих вхідних значень для обчислювача об'єму газу витратоміра змінного перепаду тиску;

6) відсутнє електричне живлення, яке забезпечує роботу ЗВТ у штатному режимі;

7) поточні значення вимірюваних величин замінено на константи.

12. Тривалість циклу вимірювань тиску та температури і обчислень (на основі вихідних сигналів вимірювальної інформації від вимірювальних перетворювачів перепаду тиску на звужувальному пристрої витратомірів змінного перепаду тиску

або лічильників газу) об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, відповідно має бути:

1) у разі використання витратомірів змінного перепаду тиску для кожного вимірювального трубопроводу незалежно від їх кількості не більша ніж 2 с;

2) для коректорів та обчислювачів об'єму газу із зовнішнім джерелом електричного живлення, які використовуються з лічильниками газу, не більша ніж 5 с;

3) для коректорів та обчислювачів об'єму газу з автономним джерелом електричного живлення, які використовуються з лічильниками газу, не більша ніж 30 с;

4) для коректорів та обчислювачів об'єму газу з автономним джерелом електричного живлення та функцією приведення об'єму до стандартних умов лише за температурою газу, що використовуються з лічильниками газу не більша ніж 60 с.

13. Порядок заповнення баз даних обліку природного газу під час аварійних ситуацій.

1) У період з початку та до закінчення аварійної ситуації (далі - пауза) заповнення баз даних обліку природного газу коректорів та обчислювачів об'єму газу повинні виконуватись автоматично.

Визначені об'єми газу за стандартних умов за період тривалості аварійної ситуації відносяться відповідно:

a) до безаварійного об'єму газу з накопиченням результатів вимірювань у загальній базі даних, якщо тривалість аварійної ситуації не перевищує 60 с;

b) до аварійного об'єму газу з накопиченням результатів вимірювань у загальній та аварійній базах даних, якщо тривалість аварійної ситуації перевищує 60 с.

2) У разі заміни поточних значень вимірюваних величин на константи (яку здійснюють під час спільних перевірок технічного стану ВОГ) дозволяється віднесення результатів вимірювань до безаварійного об'єму газу з накопиченням даних в загальній базі.

14. Коректори та обчислювачі об'єму газу повинні накопичувати та зберігати дані результатів вимірювань та обчислень:

a) погодинні значення об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, об'єму природного газу за робочих умов (тільки для коректорів та обчислювачів об'єму газу, що використовуються з лічильниками газу), перепаду тиску (тільки для обчислювачів витратомірів змінного перепаду тиску), температури та абсолютного тиску природного газу - протягом не менше сорока п'яти діб;

b) щодобові значення цих величин – за час не менше ста двадцяти п'яти діб.

15. Коректори та обчислювачі об'єму газу повинні накопичувати та зберігати інформацію протягом не менше сорока п'яти діб (але не менше ніж по 1000 записів в архіві втручань та архіві аварій) про час і характер аварійних ситуацій із зазначенням часу початку та кінця таких ситуацій та інформацію про втручання у їх роботу – зміна конфігурації, градуювання вимірювальних перетворювачів

параметрів природного газу, час внесення та чисельні значення умовно сталих характеристик природного газу.

16. Для розширення функціональних можливостей мікропроцесорів коректорів та обчислювачів об'єму газу допускається кодування аварійних ситуацій. Розшифрування кодів аварійних ситуацій надається розробником (виробником) коректорів та обчислювачів об'єму газу в експлуатаційній документації.

XII. Вихідні документи коректорів та обчислювачів об'єму газу

1. Загальні вимоги

1) Програмне забезпечення коректорів та обчислювачів об'єму природного газу повинно передбачати можливість друкування документів:

a) звіт за газову добу;

b) звіт за газовий місяць;

c) звіти за будь-який період часу в межах звітного місяця;

d) протокол аварійних ситуацій за будь-який період часу в межах звітного місяця;

e) протокол про втручання в роботу коректорів та обчислювачів об'єму газу за будь-який період часу в межах звітного місяця;

f) протокол конфігурування коректорів та обчислювачів об'єму газу (типи та типорозміри ЗВТ, діапазони вимірювань перетворювачів, внутрішні діаметри вимірювальних трубопроводів та інше).

2) Звіти за добу та місяць повинні містити:

назву підприємства (організації) - власника ВОГ;

місце встановлення ВОГ;

результати вимірювань об'єму та параметрів природного газу за кожну годину, інформацію про аварійні ситуації та втручання у роботу коректорів та обчислювачів об'єму газу;

місця для підписів уповноважених осіб сторін, що беруть участь у прийманні-передачі газу.

3) Для ВОГ з двома й більше вимірювальними трубопроводами звіти повинні складатись окремо для кожного вимірювального трубопроводу.

2. Звіти коректорів та обчислювачів об'єму газу за газову добу повинні містити:

1) дату складання звіту (число, місяць, рік);

2) поточне значення часу, починаючи з першої години газової доби з інтервалом в одну годину;

3) середньогодинні значення температури природного газу, °С;

4) середньогодинні значення абсолютного тиску природного газу, МПа (бар або кгс/см^2);

5) середньогодинні значення перепаду тиску (тільки для обчислювачів об'єму газу витратомірів змінного перепаду тиску), кПа (мбар або кгс/м^2);

6) об'єм природного газу за робочих умов за кожну годину (тільки для коректорів та обчислювачів об'єму газу, що використовуються з лічильниками

газу), м^3;

7) об'єм природного газу, зведений до стандартних умов, за кожну годину, м^3 або тис. м^3;

8) сумарний об'єм природного газу, зведений до стандартних умов, за добу, м^3 або тис. м^3;

9) покази лічильника газу на кінець звітного періоду (тільки для коректорів та обчислювачів об'єму газу, що використовуються з лічильниками газу), м^3;

10) сумарний об'єм природного газу, зведений до стандартних умов, за добу, який розраховувався під час аварійних ситуацій (окремо від об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, розрахованого без аварійних ситуацій), м^3 або тис. м^3;

11) сумарну тривалість аварійних ситуацій за добу (за кожною ситуацією або комбінацією ситуацій окремо), с;

12) сумарну тривалість ситуацій згідно з підпунктами 2) та 3) пункту 9 додатку А цих Правил (тільки для коректорів та обчислювачів об'єму газу, що використовуються з лічильниками газу) за добу, с;

13) сумарну тривалість ситуацій згідно з підпунктом 1) пункту 9 додатку А цих Правил за добу (тільки для обчислювачів витратомірів змінного перепаду тиску), с;

14) повідомлення про втручання в роботу коректорів та обчислювачів об'єму газу (зміна конфігурації, градуювання вимірювальних перетворювачів параметрів природного газу, час внесення та чисельні значення умовно сталих характеристик природного газу).

3. Звіти коректорів та обчислювачів об'єму газу за газовий місяць повинні містити:

1) дату складання звіту (число, місяць, рік);

2) послідовну нумерацію днів звітного місяця, починаючи з першої години першої газової доби;

3) середньодобові значення:

4) температури газу, °С;

5) абсолютного тиску газу, МПа (бар або кгс/см^2);

6) перепаду тиску, кПа (мбар або кгс/м^2);

7) об'єм природного газу, зведений до стандартних умов, за кожну газову добу, м^3 або тис. м^3;

8) сумарний об'єм природного газу, зведений до стандартних умов, за місяць, м^3 або тис. м^3;

9) об'єм природного газу за робочих умов за кожну газову добу (тільки для коректорів та обчислювачів об'єму газу, що використовуються з лічильниками газу), м^3;

10) сумарний об'єм природного газу за робочих умов за місяць (тільки для коректорів та обчислювачів об'єму газу, що використовуються з лічильниками газу), м^3;

11) сумарний об'єм природного газу, зведений до стандартних умов, за місяць, який розраховувався під час аварійних ситуацій, м^3;

12) покази лічильника газу на кінець звітного періоду (тільки для коректорів

та обчислювачів об'єму газу, що використовуються з лічильниками газу), м^3;

13) сумарну тривалість аварійних ситуацій за місяць (за кожною ситуацією або комбінацією ситуацій окремо), с;

14) сумарний об'єм природного газу за робочих умов за місяць, який розраховувався під час аварійних ситуацій (тільки для коректорів та обчислювачів об'єму газу, що використовуються з лічильниками газу), м^3;

15) сумарну тривалість ситуацій згідно з підпунктами 2) та 3) пункту 9 додатку А цих Правил (тільки для коректорів та обчислювачів об'єму газу, що використовуються з лічильниками) за добу, с;

16) сумарну тривалість ситуацій згідно з підпунктом 1) пункту 9 додатку А цих Правил за добу (тільки для обчислювачів витратомірів змінного перепаду тиску), с;

17) повідомлення про час та дату, коли були зафіксовані втручання в роботу коректора або обчислювача об'єму газу.

XIII. Технічні вимоги до допоміжних пристроїв ВОГ

1. Перед вимірювальними трубопроводами ВОГ з роторними та турбінними лічильниками газу повинна встановлюватись запірна арматура, що забезпечує можливість плавного регулювання витрати газу.

2. На вимірювальних трубопроводах ВОГ запірна арматура, яка встановлюється безпосередньо перед та після лічильників газу та звужувальних пристроїв витратомірів змінного перепаду тиску, повинна бути рівнопрохідною з можливістю її опломбування у відкритому положенні.

3. Умови застосування та технічні характеристики фільтрів визначаються розробником (виробником) лічильників газу в технічній документації.

1) На ВОГ з роторними або турбінними лічильниками газу повинні встановлюватись фільтри-відстійники з камерами осаджування та вловлювання твердих часток фільтрації не більше ніж 50 мкм, якщо інше не передбачене технічною документацією на відповідні лічильники.

2) Фільтри повинні забезпечуватись засобами контролю перепаду тиску на фільтруючому елементі.

3) Між фільтрами та лічильниками або звужувальними пристроями витратомірів змінного перепаду тиску не повинно бути арматури з сальниковим ущільненням.

4. Вимірювальні трубопроводи для монтажу роторних лічильників газу необхідно розташовувати вертикально з напрямком руху газу зверху вниз.

5. На ВОГ I-V категорій повинні бути передбачені місця для встановлення контрольних ЗВТ.

6. Конструкція захисних гільз первинних вимірювальних термоперетворювачів повинна забезпечувати їх термічну ізоляцію від газопроводів.

7. Байпасна лінія до вимірювального трубопроводу на ВОГ повинна мати не

менше двох запірних пристроїв з можливістю встановлення між ними номерної блінди (заглушки) за фланцем вхідного запірного пристрою, манометра та крана на лінію скидання газу на свічку.

8. Встановлення регуляторів тиску газу перед ультразвуковими лічильниками газу дозволяється на віддалі понад 50 номінальних діаметрів лічильників за винятком випадків, коли для ультразвукових лічильників газу допускають встановлення регуляторів тиску на меншій віддалі, про що є відповідний запис в сертифікаті перевірки типу із зазначенням типів регуляторів тиску та довжин прямолінійних ділянок вимірювальних трубопроводів.

9. Якщо передбачається підвищене навантаження на лічильник, слід встановити обмежувач потоку. Цей пристрій повинен встановлюватися нижче по потоку і при цьому повинна бути можливість його пломбування.

10. Якщо після ВОГ за ходом газу до точки балансового розмежування газопроводів встановлено скидний запобіжний клапан, то на його скидному трубопроводі повинен встановлюватись додатковий ВОГ.

XIV. Вимоги щодо визначення ФХП природного газу та введення їх до коректорів та обчислювачів об'єму газу

1. Визначення ФХП природного газу, чисельні значення яких використовуються у розрахунках об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, здійснюється за результатами вимірювань, які виконуються в хіміко-аналітичних лабораторіях, що у встановленому законодавством порядку уповноважені на виконання таких робіт, або з використанням автоматичних потокових ЗВТ, встановлених безпосередньо на виробничих об'єктах газотранспортної або газорозподільних систем. Визначення вищої об'ємної теплоти згоряння природного газу на основі результатів визначення його компонентного складу повинне здійснюватися згідно з ДСТУ ISO 6976.

2. Визначення ФХП природного газу на ВОГ І категорії з використанням потокових ЗВТ повинно здійснюватися з періодичністю вимірювань не рідше одного разу на годину.

3. Суб'єкти ринку природного газу, які здійснюють приймання/передачу природного газу, мають право здійснювати контроль та бути присутніми під час виконання робіт з визначення ФХП природного газу.

4. Процедура та облаштування місць відбирання проб для визначення ФХП природного газу повинні виконуватись згідно з ДСТУ ISO 10715.

5. Компонентний склад природного газу методом газової хроматографії визначається із заданою невизначеністю згідно з:

ДСТУ ISO 6974-1 як настанови з спеціалізованого аналізу;

ДСТУ ISO 6974-2 в частині визначення складу і статистичного оброблення даних з урахуванням характеристики вимірювальної системи;

ДСТУ ISO 6974-3 в частині визначення вмісту водню, гелію, кисню, азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів до С8 із використанням двох насадкових колонок;

ДСТУ ISO 6974-4 в частині визначення вмісту азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів від С1 до С5 та С6+ для лабораторного і потокового процесу із використанням двох колонок;

ДСТУ ISO 6974-5 в частині визначення вмісту азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів від С1 до С5 та С6+ для лабораторного і потокового процесу із використанням трьох колонок;

ДСТУ ISO 6974-6 в частині визначення вмісту водню, гелію, кисню, азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів від С1 до С8 із використанням трьох капілярних колонок.

6. Відносна похибка визначення вищої об'ємної теплоти згоряння газу на основі компонентного складу визначається відповідно до ДСТУ ISO 6976.

7. Границі допустимої відносної похибки визначення вищої об'ємної теплоти згоряння газу становлять:

для застосування з ВОГ I категорії ±0,5 %;

для застосування з ВОГ II-VI категорій ±1,0 %.

8. Границі допустимої відносної похибки визначення представницької теплоти згоряння для застосування з ВОГ II-VI категорій становлять ±1,25 %.

9. Границі допустимої абсолютної похибки вимірювання молярної частки в природному газі або максимальні допустимі стандартні абсолютні невизначеності результатів вимірювань молярної частки в природному газі (наведено в дужках) відповідно становлять:

для азоту ±0,05 % (0,025 %);

для діоксиду вуглецю ±0,05 % (0,025 %);

для водню ±0,05 % (0,025 %).

10. Границі допустимої відносної похибки вимірювань густини природного газу за стандартних умов становлять ±0,7 %, відповідно, стандартна абсолютна невизначеність вимірювань густини природного газу за стандартних умов не повинна перевищувати ±0,0025 кг/м^3.

11. На ВОГ II-V категорій з використанням лічильників газу, встановлених на газопроводах середнього та низького тиску (з абсолютним тиском менше 0,4 МПа), значення ФХП природного газу для розрахунку його коефіцієнта стисливості слід вводити до коректорів та обчислювачів об'єму газу як умовно сталі величини не рідше одного разу на два роки (безпосередньо перед встановленням коректорів на ВОГ після повірки).

12. На ВОГ II-V категорій з використанням лічильників газу, встановлених на газопроводах високого тиску (з абсолютним тиском понад 0,4 МПа), значення ФХП природного газу для розрахунку його коефіцієнта стисливості слід вводити до коректорів або обчислювачів об'єму газу як умовно сталі величини не рідше одного разу на місяць при складанні акта приймання/передачі природного газу, або при суттєвій зміні густини природного газу (більше ніж на 10 г/м^3, що фіксується потоковими ЗВТ).

13. На ВОГ II та III категорій з використанням витратомірів змінного

перепаду тиску, встановлених на газопроводах середнього та низького тиску (з абсолютним тиском менше 0,4 МПа), значення ФХП (крім густини природного газу за стандартних умов) для розрахунку його коефіцієнта стисливості слід вводити до обчислювачів об'єму газу як умовно сталі величини не рідше одного разу на два роки (при встановленні обчислювачів витратомірів змінного перепаду тиску після повірки).

14. На ВОГ II та III категорій з використанням витратомірів змінного перепаду тиску, встановлених на газопроводах високого тиску (з абсолютним тиском понад 0,4 МПа), значення ФХП (крім густини природного газу за стандартних умов) для розрахунку його коефіцієнта стисливості слід вводити до обчислювачів об'єму газу, як умовно сталі величини не рідше одного разу на місяць при формуванні акта приймання/передачі природного газу, або при суттєвій зміні густини природного газу (більше ніж на 10 г/м^3, що фіксується потоковим густиноміром).

15. На ВОГ II та III категорій за будь-якого тиску значення густини природного газу слід вводити до обчислювачів витратомірів змінного перепаду тиску з потокового густиноміра не рідше одного разу на годину або не рідше одного разу на добу до встановлення потокового густиноміра.

XV. Вимоги щодо експлуатації вимірювальних систем та їх технічного обслуговування

1. Експлуатація ЗВТ, що входять до складу вимірювальних систем визначення обсягів природного газу, у тому числі ФХП, здійснюється згідно з вимогами цих Правилах, вимогами щодо їх експлуатації, встановлених в чинних нормативно-правових актах, експлуатаційних документах на такі засоби, що надаються їх виробником.

2. Результати вимірювань ВОГ не можуть бути використані для комерційного обліку газу у разі:

a) несправності, пошкодження цілісності або втрати герметичності ЗВТ, що використовується для вимірювання на ВОГ;

b) порушення правил експлуатації ЗВТ ВОГ;

c) витоків природного газу із з'єднувальних трубок в місцях їх приєднання (до вимірювальних перетворювачів тиску та перепаду тиску);

d) використання на ВОГ ЗВТ з терміном від останньої повірки, що перевищує міжповірочний інтервал;

e) відсутності паспортів ЗВТ або свідоцтв чи інших документів, що засвідчують повірку ЗВТ, а для зарубіжних ЗВТ – іншої експлуатаційної документації, у якій зазначено термін контролю метрологічних характеристик відповідно до вимог нормативних документів країни експортера;

f) відсутності або порушення відбитків повірочних тавр;

g) пошкодження пломб або захисних елементів, встановлених на ЗВТ та допоміжних пристроїв на вимірювальному трубопроводі та байпасній лінії до нього.

3. У разі виникнення аварійних або позаштатних ситуацій на ВОГ, у тому числі на період проведення повірки, перевірки, капітального, поточного ремонту, ліквідації аварійних ситуацій або технічного обслуговування, несправності ЗВТ, а також у випадках, наведених у пункті 2 цього розділу, обсяг природного газу за звітний період визначається з використанням показів відповідного дублювального ВОГ або дублювального вимірювального комплексу, які введено в експлуатацію відповідно до вимог законодавства.

4. Умови експлуатації ЗВТ, що входять до складу вимірювальних систем для визначення обсягів природного газу, у тому числі ФХП, повинні відповідати умовам, для яких здійснювалось оцінювання відповідності вимогам технічних регламентів, зазначених у пункті 6 розділу III цих Правил. При цьому ЗВТ повинні відповідати вимогам наступних національних стандартів.

1) У разі, якщо ЗВТ встановлюються у вибухонебезпечних середовищах, то вони повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 60079-1, ДСТУ EN 60079-7 або ДСТУ EN 60079-11, які входять до переліку національних стандартів, затвердженого наказам Мінекономрозвитку від 01.08.17 № 1130, відповідність яким надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту обладнання та захисних систем, призначених для використання в потенційно вибухонебезпечних середовищах, затвердженого постановою КМУ від 28.12.16 № 1055.

2) Зовнішні умови експлуатації ЗВТ повинні відповідати ступеню захисту кожуха (за кодом IP) за ДСТУ EN 60529, який входить до переліку національних стандартів, затвердженого наказам Мінекономрозвитку від 10.11.16 № 1887, відповідність якому надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання, затвердженого постановою КМУ від 16.12.15 № 1067.

3) Умови експлуатації ЗВТ щодо електромагнітних параметрів повинні відповідати умовам, для яких виконувались випробування згідно з ДСТУ EN 50270, який входить до переліку національних стандартів, затвердженого наказам Мінекономрозвитку від 10.12.16 № 1886, відповідність якому надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту з електромагнітної сумісності обладнання, затвердженого постановою КМУ від 16.12.15 № 1077.

5. ЗВТ вимірювальних систем, зокрема лічильники газу, повинні експлуатуватися в межах діапазонів вимірювань (наприклад, витрати, тиску та температури), для яких визначались метрологічні характеристики при виконанні робіт з оцінки відповідності їх типу вимогам Технічних регламенів, і які зазначені у сертифікаті перевірки типу або у додатку до нього.

6. Типорозмір лічильників газу, що експлуатуються у складі ВОГ вимірювальних систем, повинен відповідати витраті газу газовикористовуючого обладнання з урахуванням реального режиму роботи згідно з умовами відповідно до формул 1 і 2

$$q_{c\,max\,л} \geq q_{c\,max\,o};$$

$$q_{c\,min\,л} \leq q_{c\,min\,o}$$

де $q_{c\,min\,л}$ – мінімальна об'ємна витрата за стандартних умов для ВОГ;

$q_{c\,max\,л}$ – максимальна об'ємна витрата за стандартних умов для ВОГ;

$q_{c\,min\,o}$ – мінімальна об'ємна витрата за стандартних умов, яка визначається з урахуванням реального режиму газовикористання за даними технічної документації на газовикористовуюче обладнання у споживачів, або технічного завдання на проектування ВОГ для інших суб'єктів ринку природного газу;

$q_{c\,max\,o}$ – максимальна об'ємна витрата за стандартних умов, яка визначається з урахуванням реального режиму газовикористання за даними технічної документації на газовикористовуюче обладнання у споживачів, або технічного завдання на проектування ВОГ для інших суб'єктів ринку природного газу.

7. Монтаж та налагодження ВОГ повинні здійснюватись відповідно до проектної та технічної документації на ВОГ, розробленої згідно з вимогами ДСТУ ГОСТ 2.601 та ДСТУ ГОСТ 2.610.

8. Монтаж на місці експлуатації ЗВТ ВОГ I-V категорій та побутових лічильників газу ВОГ VI категорії зовні приміщень повинен здійснюватися в спеціальних захисних шафах, що забезпечують захист від прямого впливу атмосферних факторів.

9. Монтаж на місці експлуатації ВОГ I-V категорій, введення в експлуатацію, процедура випробувань та калібрування, перевірка після технічного обслуговування ВОГ виконується згідно з вимогами ДСТУ EN 1776.

10. ВОГ вимірювальних систем можуть використовуватись для комерційного обліку природного газу за наявності проектної документації ЗВТ, які встановлені на ВОГ, відповідності встановлених ЗВТ та якості їх монтажу вимогам технічних умов, проектній документації, цих Правил та оформленого акта введення в експлуатацію, складеного сторонами, які здійснюють приймання/передачу природного газу на ВОГ, та за наявності свідоцтв або інших документів, що засвідчують їх повірку.

11. ЗВТ, які входять до складу вимірювальних систем визначення обсягів природного газу, повинні бути повіреними згідно з Порядком проведення повірки законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, та оформлення її результатів, затвердженим наказом Мінекономрозвитку від 08.02.16 № 193, з дотриманням міжповірочних інтервалів, установлених наказом Мінекономрозвитку від 13.10.16 № 1747, згідно з Порядком встановлення міжповірочних інтервалів для законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки за категоріями, затвердженим постановою КМУ від 16.12.15 № 1195.

Подання на повірку побутових лічильників газу, що перебувають у власності фізичних осіб, повинне здійснюватися відповідно до Порядку подання засобів вимірювальної техніки на періодичну повірку, обслуговування та ремонт, затвердженого постановою КМУ від 08.07.15 № 474.

12. Контроль за місцем експлуатації вимірювальних модулів систем визначення обсягів та ФХП природного газу повинні здійснюватися з урахуванням впливу на невизначеність вимірювань реальних умов експлуатації згідно з технічною документацією на ЗВТ та інсталяційних ефектів (від встановлення на вимірювальному трубопроводі).

1) Періодичність проведення технічного обслуговування, налаштування та контролю ЗВТ ВОГ, у тому числі оцінювання в умовах експлуатації їх метрологічних характеристик, визначається за результатами досліджень зміни в часі невизначеності вимірювань при їх використанні (встановлення мінімального інтервалу часу, за якого похибка або невизначеність вимірювань виходить за межі, які встановлені для відповідних ЗВТ у розділі VIII цих Правил), але не рідше ніж один раз на рік.

2) Калібрування ЗВТ ВОГ повинно здійснюватись за умов, які відповідають вимогам технічної документації виробника, але максимально наближених до робочих умов вимірювань.

При калібруванні турбінних лічильників газу їх орієнтація повинна відповідати умовам вимірювання на ВОГ, на якому експлуатується лічильник газу (на горизонтальній або вертикальній ділянці вимірювального трубопроводу).

При калібруванні лічильників газу відбір тиску для вимірювального перетворювача тиску та встановлення вимірювального перетворювача температури робочого середовища повинні відповідати умовам вимірювання газу на ВОГ, на якому експлуатується лічильник газу (у робочій камері лічильника або у вимірювальному трубопроводі).

3) Швидкісні лічильники газу після випуску з виробництва, ремонту або негативних результатів повірки для вимірювання об'єму природного газу за абсолютного тиску понад 0,4 МПа повинні пройти калібрування із застосуванням природного газу в якості робочого середовища згідно з додатком Е ДСТУ EN 12261. При цьому абсолютний тиск при калібруванні повинен відрізнятися від робочого абсолютного тиску в умовах вимірювань на ВОГ не більше ніж у два рази, а похибки лічильника не повинні перевищувати значення, наведені у підпункті 1 пункту 2 розділу VIII цих Правил.

Швидкісні лічильники газу, що експлуатуються за абсолютного тиску понад 0,4 МПа, повинні калібруватись з використанням калібрувальних установок, які мають документально підтверджену простежуваність до національного еталону або до міжнародно визнаних еталонів інших держав або міжнародних еталонів.

Калібрування лічильників газу допускається із застосуванням в якості робочого середовища повітря високого тиску за умови, якщо в процесі вимірювань буде забезпечуватись відповідне значення критерію гідродинамічної подібності Рейнольдса (Re).

4) У разі, коли на ВОГ з витратомірами змінного перепаду тиску абсолютний робочий тиск перевищує 0,4 МПа, необхідно виконувати калібрування вимірювальних перетворювачів перепаду тиску за робочого статичного тиску.

Калібрування відносно атмосферного тиску, коли канал вимірювання низького тиску з'єднується з атмосферою, допускається лише у випадках, якщо перетворювачі перепаду тиску до цього вже калібрувались за робочого статичного

тиску та повірялися відносно атмосферного тиску, і в обох випадках похибка була в межах допустимих значень.

13. Вимоги щодо методичного забезпечення, системи якості та регулярного контролю вимірювальних систем та їх вимірювальних модулів визначення обсягів та ФХП природного газу повинні відповідати ДСТУ OIML R 140.

Директор Департаменту
нафтогазового комплексу **О. Лісніченко**

Додаток А
до Правил визначення обсягів природного газу

Визначення обсягів природного газу, що проходить через ВОГ

1. Об'єм природного газу, зведений до стандартних умов, розраховують за формулою 1А:

$$V_c = \frac{V \cdot p \cdot (t_c + 273{,}15)}{K \cdot p_c \cdot (t + 273{,}15)},$$

де V_c – об'єм природного газу, зведений до стандартних умов, м^3;

V – об'єм природного газу за робочих умов, м^3;

p – абсолютний тиск природного газу за робочих умов, кПа;

p_c – абсолютний тиск природного газу за стандартних умов, кПа*;

t – температура природного газу за робочих умов, °С;

t_c – температура природного газу за стандартних умов, °С*;

K – коефіцієнт стисливості природного газу.

* Значення абсолютного тиску та температури природного газу за стандартних умов наведені в пункті 3 розділу III цих Правил.

2. Енергію природного газу, що проходить за час t через ВОГ з максимальною об'ємною витратою газу за стандартних умов понад 100 000 м^3/год (далі – ВОГ I категорії), на яких використовуються потокові хроматографи, спектральні газоаналізатори або потокові густиноміри з калориметрами (далі – потокові ЗВТ визначення ФХП) розраховують за формулою 2А:

$$E(t) = \int_0^t H_s(t) \cdot q_c(t) \mathrm{d}t,$$

де E – енергія природного газу, кВт·год;

t – звітний період часу проходження природного газу через ВОГ, год;

H_s – вища об'ємна теплота згоряння природного газу за стандартних умов, кВт·год/м^3;

q_c – об'ємна витрата природного газу за стандартних умов, м^3/ год.

При цьому розрахунок кількості енергії природного газу виконують в автоматичному режимі з використанням коректорів або обчислювачів об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу, зокрема коректорів, виготовлених згідно з ДСТУ EN 12405-2.

3. Енергію природного газу, що проходить через ВОГ, які не обладнано потоковими ЗВТ визначення ФХП, розраховують з використанням представницької теплоти згоряння природного газу за формулою 3А:

$$E = H_{sn} \cdot V_c,$$

де E – енергія природного газу, кВт·год;

H_{sn} – представницька теплота згоряння природного газу за стандартних умов, кВт·год/м^3.

4. Представницьку теплоту згоряння природного газу як середньозважене значення вищої об'ємної теплоти згоряння природного газу на вхідній точці передавання його у відповідну систему газопроводів розраховують за формулою 4А:

$$H_{sn} = \Sigma(H_{si} \cdot V_{ci}) / \Sigma V_{ci},$$

де H_{si} – вища об'ємна теплота згоряння природного газу за результатами i-го вимірювання, кВт·год/м^3;

V_{si} – об'єм газу, зведений до стандартних умов, що пройшов через вхідну точку передавання у відповідну систему газопроводів за результатами між (i-1)-им та i-им вимірюваннями, м^3.

5. У разі, коли в систему газопроводів природний газ надходить одночасно з різних джерел з різними показниками ФХП (через j-і ВОГ, які не обладнано потоковими ЗВТ визначення ФХП) представницьку теплоту згоряння природного газу для всіх вихідних ВОГ системи газопроводів розраховують (як середньозважене значення для всіх вхідних точок передавання) за формулою 5А:

$$H_{sn} = [\Sigma(H_{si} \cdot V_{ci})_1 + \Sigma(H_{si} \cdot V_{ci})_2 + \ldots + \Sigma(H_{si} \cdot V_{ci})_j] / [\Sigma V_{ci1} + \Sigma V_{ci2} + \ldots + \Sigma V_{cij}],$$

де H_{si} – вища об'ємна теплота згоряння природного газу за результатами i-го вимірювання, кВт·год/м^3;

V_{si} – об'єм газу, зведений до стандартних умов, що пройшов через вхідну точку передавання у відповідну систему газопроводів за результатами між (i-1)-им та i-тим вимірюваннями, м^3;

j – кількість джерел надходження природного газу з різними показниками ФХП.

6. У разі, коли у вхідній точці передавання природного газу у відповідну систему газопроводів знаходиться ВОГ І категорії, обладнаний потоковими ЗВТ визначення ФХП, а в середині системи газопроводів також знаходиться ВОГ І категорії, який також обладнано потоковими ЗВТ визначення ФХП, представницьку теплоту згоряння природного газу для інших ВОГ цієї системи газопроводів розраховують за формулою 6А:

$$H_{cn} = (\int_0^t H_{sв}(t) \cdot q_{cв}(t)dt - \int_0^t H_{sc}(t) \cdot q_{cc}(t)dt) / (\int_0^t q_{cв}(t)dt - \int_0^t q_{cc}(t)dt),$$

де $H_{sв}$ – вища об'ємна теплота згоряння природного газу за результатами вимірювань ВОГ І категорії з потоковими ЗВТ визначення ФХП, який знаходиться у вхідній точці передавання у відповідну систему газопроводів, кВт·год/м^3;

H_{sc} – вища об'ємна теплота згоряння природного газу за результатами вимірювань ВОГ І категорії з потоковими ЗВТ визначення ФХП, який знаходиться всередині даної системи газопроводів, кВт·год/м^3;

$q_{cв}$ – об'ємна витрата за стандартних умов на ВОГ І категорії з потоковими ЗВТ визначення ФХП, який знаходиться у вхідній точці передавання природного газу у відповідну систему газопроводів, м^3/ год;

q_{cc} – об'ємна витрата за стандартних умов на ВОГ І категорії з потоковими ЗВТ визначення ФХП, який знаходиться всередині даної системи газопроводів, м^3/ год.

Розраховане за цією формулою значення представницької теплоти згоряння природного газу використовують для визначення кількості енергії природного газу для кожного ВОГ даної системи газопроводів, крім ВОГ І категорії, яке визначається за формулою 2А.

7. У разі, коли в систему газопроводів природний газ надходить одночасно від різних джерел (у кількості *j*) з різними ФХП (через ВОГ, обладнаних потоковими ЗВТ визначення ФХП), та виходить через ВОГ І категорії (у кількості *k*), представницьку теплоту згоряння природного газу для всіх інших вихідних ВОГ системи газопроводів розраховують за формулою 7А:

$$H_{cn} = [\int_0^t H_{sв_1}(t)\cdot q_{cв_1}(t)dt + \int_0^t H_{sв_2}(t)\cdot q_{cв_2}(t)dt + ... + \int_0^t H_{sв_j}(t)\cdot q_{cв_j}(t)dt -$$

$$- \int_0^t H_{sc_1}(t)\cdot q_{cc_1}(t)dt - \int_0^t H_{sc_2}(t)\cdot q_{cc_2}(t)dt - ... - \int_0^t H_{sc_j}(t)\cdot q_{cc_j}(t)dt]/$$

$$/[\int_0^t q_{cв_1}(t)dt + \int_0^t q_{cв_2}(t)dt + ... + \int_0^t q_{cв_j}(t)dt - \int_0^t q_{cc_1}(t)dt - \int_0^t q_{cc_2}(t)dt - ... - \int_0^t q_{cc_k}(t)dt],$$

Розраховане за цією формулою значення представницької теплоти згоряння природного газу використовують для визначення кількості енергії природного газу для кожного ВОГ цієї системи газопроводів, крім ВОГ І категорії, яке визначається за формулою 2А.

8. У разі складних схем постачання природного газу для розрахунку його представницької теплоти згоряння необхідно використовувати комбінацію формул 4А, 5А, 6А та 7А або застосувати метод реконструкції стану згідно з пунктами 9.3.3.1 та 9.3.3.2 ДСТУ ISO 15112.

9. Визначення обсягів природного газу за межами діапазону з нормованими похибками вимірювань ЗВТ ВОГ, що належить суб'єкту ринку природного газу, який приймає природний газ.

1) При використанні ВОГ з витратоміром змінного перепаду тиску то за згоди обох суб'єктів ринку природного газу, які приймають-передають природний газ, що відображено у договорах або технічних угодах, у разі коли:

b) поточне значення перепаду тиску або абсолютного тиску природного газу було меншим за мінімальне значення з діапазону, для якого визначались похибки вимірювань ВОГ (при оцінці його відповідності суттєвим вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ), розрахунок об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконується за мінімальним значенням відповідного перепаду тиску або абсолютного тиску газу із діапазону вимірювань, для якого визначалась похибка вимірювань ВОГ;

c) поточні значення температури природного газу були більшими за максимальні значення з діапазонів, для яких визначались похибки вимірювань ВОГ (при оцінці його відповідності суттєвим вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ), розрахунок об'єму газу, зведеного до

1) При використанні ВОГ з лічильником газу то за згоди обох суб'єктів ринку природного газу, які приймають-передають природний газ, що відображено у договорах або технічних угодах, за результати вимірювань береться значення, яке наведене в експлуатаційній документації на лічильник газу, і яке відповідно дорівнює:

q_{min} – у разі, коли поточне значення об'ємної витрати природного газу за робочих умов було менше мінімальної величини діапазону об'ємної витрати з нормованою похибкою вимірювань, але не менше за поріг чутливості лічильника q_{start};

q_{start} – у разі, коли поточне значення об'ємної витрати природного газу за робочих умов було менше за поріг чутливості лічильника q_{start}, але наявні ознаки використання природного газу;

нулю – у разі, коли поточне значення об'ємної витрати природного газу за робочих умов було менше за поріг чутливості лічильника q_{start}, але ознаки використання природного газу відсутні.

2) При використанні ВОГ з лічильником газу то за згоди обох сторін, які приймають-передають природний газ, що відображено у договорах або технічних угодах, у разі, коли:

a) поточне значення абсолютного тиску природного газу було меншим за мінімальне значення з діапазону, для якого визначались похибки вимірювань ВОГ (при оцінці його відповідності суттєвим вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ), розрахунок об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконується за мінімальним значенням абсолютного тиску газу із діапазону вимірювань, для якого визначалась похибка вимірювань ВОГ;

b) поточні значення температури природного газу були більшими за максимальні значення з діапазонів, для яких визначались похибки вимірювань ВОГ (при оцінці його відповідності суттєвим вимогам Технічного регламенту законодавчо регульованих ЗВТ), розрахунок об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконується за максимальним значенням температури газу із діапазону вимірювань, для якого визначалась похибка вимірювань ВОГ.

Директор Департаменту
нафтогазового комплексу **О. Лісніченко**

АНАЛІЗ РЕГУЛЯТОРНОГО ВПЛИВУ

до проекту наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Про внесення змін до наказу Міністерства палива та енергетики України від 27.12.2005 № 618»

І. Визначення проблеми

Діючими Правилами обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання затвердженими наказом Міністерства палива та енергетики України від 27.12.2005 № 618, зареєстрованими Міністерством юстиції України 26 січня 2006 р. за № 67/11941, регламентуються взаємовідносини між суб'єктами господарювання під час передачі з газорозподільних мереж споживачу природного газу, у тому числі видобутого з газових і газоконденсатних родовищ, та нафтового газу, отриманого з нафтових родовищ.

Однак, відповідно до Закону України «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства» Україна приєдналась до єдиного простору регулювання торгівлі газом та згідно з пунктом 2 статті 1 зазначеного Протоколу взяла на себе зобов'язання виконувати всі Рішеннями та Процедурні акти, прийняті під час застосування Договору із часу набрання ним чинності.

Згідно абзацу 10 пункту 1 статті 2 Регламенту (ЄС) №715/2009 Європейського Парламенту та Ради від 13 липня 2009 року щодо умов доступу до мереж транспортування природного газу, кількість природного газу, що приймається-передається відповідно до договору транспортування або мережевого кодексу, повинна виражатися в одиницях енергії.

Разом з тим, на сьогодні облік природного газу в Україні здійснюється у кубічних метрах за стандартних умов відповідно до «ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема». Таким чином в Україні та країнах Європейського Союзу (далі - ЄС) діють різні стандартні умови, відповідно до яких здійснюється приведення об`єму газу, зокрема, облік природного газу в країнах ЄС здійснюється не в одиницях об`єму, а в одиницях енергії.

Відповідно до статті 18 Закону України «Про ринок природного газу» центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі, у межах своїх повноважень координує здійснення комплексного аналізу довгострокових економічних переваг та витрат на впровадження таких заходів та їх оптимального переліку. На підставі результатів такого аналізу центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі, затверджує план впровадження обраного комплексу заходів.

Зважаючи на вищевикладене, проект наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Про внесення змін до наказу Міністерства палива та енергетики України від 27.12.2005 № 618» розроблено на виконання вимог статті 18 Закону України «Про ринок природного газу» з метою впорядкування відносин між суб'єктами ринку природного газу, а також

суб'єктами господарювання, що провадять діяльність з його видобутку, шляхом встановлення вимог до складових частин вузлів обліку природного газу, зокрема їх метрологічних характеристик, правил експлуатації приладів обліку для визначення фізико-хімічних показників (далі – ФХП) природного газу та вимірювання його обсягів в одиницях енергії.

Варто зазначити, що інформація про ФХП природного газу, зокрема щодо його теплоти згоряння, в Україні вже доводиться до кожного власника вузла обліку для забезпечення вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов. Для забезпечення уніфікації роботи газового ринку України та країн ЄС необхідно вжити заходів щодо запровадження обліку газу в енергетичних показниках. При цьому результати визначення обсягів природного газу будуть відповідати даним вимірювань, що застосовуються у країнах-учасниках Енергетичного Співтовариства.

Так, Національною акціонерною кампанією "Нафтогаз України" та іншими учасниками ринку газу України купівля газу за контрактами у європейських постачальників вже здійснюється в одиницях енергії. Крім того, відповідно до умов діючих Контрактів НАК "Нафтогаз України" з ПАТ "Газпром" компанія фактично сплачувала за природний газ теж за обсягом його енергії. Розрахунки виконувались відповідно до об'єму, зведеного до стандартних умов, а ціна щомісяця перераховувалася відносно базової в залежності від середньозваженого значення теплоти згоряння природного газу, який надходив до ГТС України за звітний період. При цьому продаж природного газу споживачам продовжує здійснюватися у залежності від обсягу у кубічних метрах, зведених до стандартних умов.

При цьому слід зазначити, що теплота згоряння природного газу, що надходить від ПАТ "Газпром" протягом останніх років перевищує базове значення 8 050 ккал/м3.

В дійсності, по регіонах України в один і той же час теплота згоряння природного газу має різні значення, так само, як і з часом в одному і тому ж газопроводі вона може змінитися в залежності від родовища, з якого здійснюється видобуток та газопостачання до споживача, від технологічного режиму його підготовки, або від конкретної країни-експортера газу. В чинних нормативних документах при встановлені виробничо-технологічних втрат та витрат газу, норм споживання газу різними категоріями споживачів тощо розрахунки виконуються на основі значення нижчої теплоти згоряння природного газу, рівному 8050 ккал/м3.

Таким чином, облік природного газу з урахування його енергетичних показників є більш об'єктивним. При цьому забезпечується більш коректне, справедливе та просте ціноутворення щодо обсягів природного газу за кількістю енергії переданого-отриманого газу, полегшується складання енергетичного балансу підприємств та стає більш прозорим аналіз ефективності використання газу у порівнянні з іншими енергоносіями.

Функціонування одночасно обліку газу під час приймання природного газу за реверсними поставками від європейських операторів газотранспортних систем та у ході транспортування газу споживачам Україні як в об`ємних одиницях, так і в енергетичних за різних стандартних умов створює перешкоди

на шляху розвитку ринку природного газу в Україні та його інтеграції до Європейського газового ринку.

За допомогою ринкових механізмів проблема не може бути розв'язана, оскільки врегулювання питання стосовно використання одиниць енергії при обліку та розрахунках за природний газ відноситься до компетенції Міністерства енергетики та вугільної промисловості України.

Діючі регуляторні акти, якими б врегульовувалося питання використання одиниць енергії при обліку та розрахунках за природній газ відсутні.

Основні групи (підгрупи), на які проблема справляє вплив:

Групи (підгрупи)	Так	Ні
Громадяни	+	
Держава	+	
Суб'єкти господарювання	+	
у тому числі суб'єкти малого підприємництва		+

II. Цілі державного регулювання

Основною ціллю державного регулювання є встановлення єдиних умов визначення обсягів природного газу, розрахунків за нього між всіма суб'єктами ринку природного газу з числа газодобувних, газотранспортних та газорозподільних підприємств, постачальників, а також споживачів природного газу; реалізація заходів із запровадження в Україні обліку природного газу в одиницях енергії та приведення у відповідність наказу Міністерства палива та енергетики України від 27.12.2005 № 618 до норм Закону України «Про ринок природного газу» та вимог законодавства Європейського Союзу.

III. Визначення та оцінка альтернативних способів досягнення цілей

1. Визначення альтернативних способів

Вид альтернативи	Опис альтернативи
Альтернатива 1 Прийняття проекту наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Про внесення змін до наказу Міністерства палива та енергетики	Зміни Правил обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання в частині встановлення єдиних умов визначення обсягів природного газу, розрахунків за нього між всіма суб'єктами ринку природного газу з числа газодобувних, газотранспортних, газорозподільних підприємств, постачальників,

України від 27.12.2005 № 618»	та споживачів природного газу, а також ведення обліку природного газу в одиницях енергії.
Альтернатива 2 Залишення існуючої ситуації без змін	Залишення чинними вимог до обліку природного газу у кубічних метрах всупереч вимогам регламентів ЄС №715/2009 від 13 липня 2009 р. та №703/2015 від 30 квітня 2015 р. та Закону України «Про ринок природного газу».

2. Оцінка вибраних альтернативних способів досягнення цілей

Оцінка впливу на сферу інтересів держави

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1 Прийняття Проекту наказу **(обраний спосіб)**	Уніфікації роботи газового ринку України та країн ЄС з використанням одиниць вимірювань енергії природного газу, які забезпечать однакові результати визначення обсягів, що використовуються в Україні та країнах Енергетичного Співтовариства (згідно вимог регламентів ЄС №715/2009 від 13 липня 2009 р. та №703/2015 від 30 квітня 2015 р.), що сприятиме лібералізації ринку природного газу України та виконанню державою міжнародних зобов'язань, в тому числі в рамках приєднання до Європейського Енергетичного Співтовариства. Більш точне визначення необхідних обсягів природного газу з врахуванням дійсних значень його теплоти згоряння дозволить правильно визначати обсяг	Відсутні

	відповідних коштів для забезпечення пільг окремим категоріям споживачів та субсидій незахищеним верствам населення, а також дотримуватись державних соціальних стандартів при наданні житлово-комунальних послуг.	
Альтернатива 2	Відсутні	Невиконання вимог Закону України «Про ринок природного газу» в частині правового регулювання питання чіткого і достовірного обліку природного газу, під час його транспортування, розподілу, постачання, зберігання та споживання, що зумовить наявність протиріч в енергетичному законодавстві України та його правозастосуванні.

Оцінка впливу на сферу інтересів громадян

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1 Прийняття Проекту наказу **(обраний спосіб)**	Запровадження в Україні обліку природного газу в одиницях енергії дозволить побутовим споживачам оцінювати ефективність, економічність та доцільність використання природного газу у порівнянні з еклектичною енергією, запроваджувати енергозаощаджувальні заходи при використанні побутової техніки з різними альтернативними видами енергії.	Відсутні

	Забезпечення встановлення справедливої вартості поставленого природного газу для споживачів.	
Альтернатива 2	Відсутні	Облік природного газу, а також розрахунок за нього в одиницях об'єму (м3), який здійснюється згідно з чинними нормативно-правовими актами, не враховує значення теплоти згоряння газу. Це спричиняє викривлення ринкової вартості енергії природного газу для споживачів, в результаті чого споживачі змушені сплачувати постачальникам природного газу одну і ту ж вартість за різну кількість теплоти, яку вони отримують з газом при зміні його ФХП.

Оцінка впливу на сферу інтересів суб'єктів господарювання

Показник	Великі	Середні	Малі	Мікро	Разом
Кількість суб'єктів господарювання, що підпадають під дію регулювання, одиниць	2	348			350
Питома вага групи у загальній кількості, відсотків	0,6%	99,4%			100%

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати

Альтернатива 1 Прийняття Проекту наказу **(обраний спосіб)**	Запровадження обліку природного газу в одиницях енергії дозволить правильно визначати обсяги газу для забезпечення технологічних потреб виробничих процесів та спростить процедуру закупівлі газу споживачами безпосередньо на торгівельних майданчиках країнах Європейського Союзу та транспортування його до об'єктів споживача. Облік газу з використанням кВт·год зробить простішим складання енергетичного балансу підприємств та більш прозорим аналіз ефективності використання газу у порівнянні з іншими енергоносіями та запровадження заходів з енергозбереження.	Відсутні
Альтернатива 2	Відсутні	Збереження існуючої ситуації призведе до наявності розбіжностей в результатах вимірювань в Україні та країнах ЄС об'єму газу, зведеного до стандартних умов, а також кількості енергії, що постачається з природним газом. Існування можливості використання при взаєморозрахунках недостовірної інформації про обсяги і якість природного газу під час його транспортування, розподілу, постачання, зберігання та

		споживання, загроза ефективному функціонуванню ринку природного газу.

Сумарні витрати за альтернативами	Сума витрат, гривень
Альтернатива 1 **(обраний спосіб)**	Відсутні
Альтернатива 2	Відсутні

IV. Вибір найбільш оптимального альтернативного способу досягнення цілей

Рейтинг результативності (досягнення цілей під час вирішення проблеми)	Бал результативності (за чотирибальною системою оцінки)	Коментарі щодо присвоєння відповідного бала
Альтернатива 1 Прийняття Проекту наказу **(обраний спосіб)**	4	Дозволяє вирішити проблему самим ефективним шляхом. Забезпечує виконання вимог чинного законодавства. Цілі прийняття регуляторного акту будуть досягнуті повною мірою.
Альтернатива 2	1	Не відповідає вимогам Закону України «Про ринок природного газу. Несе загрозу ефективному функціонуванню ринку природного газу України.

Рейтинг результативності	Вигоди (підсумок)	Витрати (підсумок)	Обґрунтування відповідного місця альтернативи у рейтингу
Альтернатива 1 Прийняття Проекту наказу **(обраний спосіб)**	Забезпечує досягнення цілей державного регулювання	Відсутні	Дозволяє вирішити проблему самим ефективним шляхом та забезпечити нормативно-правове регулювання відносин у сфері обліку природного газу, під час його транспортування, розподілу, постачання, зберігання та споживання, а також враховувати реальну кількість енергії природного

			газу при прийманні-передачі на ринку природного газу України та при його закупівлі у країнах ЄС.
Альтернатива 2	Відсутні	Відсутні	Не відповідає вимогам Закону України «Про ринок природного газу». Наявність розбіжностей в результатах вимірювань об'єму газу, зведеного до стандартних умов, виконаних в Україні та країнах ЄС. Несе загрозу ефективному функціонуванню ринку природного газу України.

Рейтинг результативності (досягнення цілей під час вирішення проблеми)	Аргументи щодо переваги обраної альтернативи / причини відмови від альтернативи	Оцінка ризику зовнішніх чинників на дію запропонованого регуляторного акта
Альтернатива 1 Прийняття Проекту наказу **(обраний спосіб)**	Відповідає вимогам чинного законодавства. Прийняття регуляторного акта дозволяє вирішити проблему самим ефективним шляхом, а саме встановлення обліку природного газу відповідно до взятих на себе Україною зобов'язань.	Відсутні
Альтернатива 2	Не вирішує визначену проблему та не забезпечує цілей державного регулювання	Відсутні

V. Механізми та заходи, які забезпечать розв'язання визначеної проблеми

Механізмом, який забезпечить розв'язання визначеної проблеми є прийняття регуляторного акта, який встановить єдині умови визначення обсягів природного газу, розрахунків за нього між всіма суб'єктами ринку природного газу з числа газодобувних, газотранспортних та газорозподільних підприємств, постачальників, а також споживачів природного газу та запровадить ведення обліку природного газу в одиницях енергії.

Міненерговугілля для впровадження цього регуляторного акта має погодити проект із заінтересованими органами та подати його на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України.

VI. Оцінка виконання вимог регуляторного акта залежно від ресурсів, якими розпоряджаються органи виконавчої влади чи органи місцевого самоврядування, фізичні та юридичні особи, які повинні проваджувати або виконувати ці вимоги

Витрати на виконання вимог регуляторного акта для органів виконавчої влади (Міненерговугілля) чи органів місцевого самоврядування не передбачаються.

VII. Обґрунтування запропонованого строку дії регуляторного акта

Строк дії регуляторного акта не обмежується у часі, що дасть змогу досягти цілей державного регулювання.

VIII. Визначення показників результативності дії регуляторного акта

Після набрання чинності наказом Міненерговугілля «Про внесення змін до наказу Міністерства палива та енергетики України від 27.12.2005 № 618» його результативність визначатиметься такими показниками:

1) розміром надходжень до державного та місцевих бюджетів України – не зміниться;

2) розміром коштів і часу, що витрачатимуться суб'єктами господарювання та/або фізичними особами, пов'язаними з виконанням вимог акта – не зміниться;

3) кількістю суб'єктів господарювання, на яких поширюватиметься дія акта - дія акта поширюватиметься на суб'єктів ринку природного газу, діяльність яких пов'язана із транспортуванням, розподілом, постачанням, зберіганням та споживанням природного газу;

4) рівнем поінформованості суб'єктів господарювання і фізичних осіб – високий.

Проект регуляторного акта та відповідний аналіз регуляторного впливу розміщено на офіційному веб-сайті Міненерговугілля в мережі Інтернет http://mpe.kmu.gov.ua/. Міненерговугілля у межах компетенції надає необхідні роз'яснення щодо норм проекту регуляторного акта і надаватиме роз'яснення щодо застосування акта, який буде опубліковано в засобах масової інформації після його прийняття.

IX. Визначення заходів, за допомогою яких здійснюватиметься відстеження результативності дії регуляторного акта

Відстеження результативності регуляторного акта будуть здійснюватися Міністерством енергетики та вугільної промисловості України статистичним методом.

Базове відстеження результативності регуляторного акта буде здійснюватися після набрання ним чинності шляхом аналізу статистичних даних, але не пізніше дня з якого починається проведення повторного відстеження результативності цього акта.

Повторне відстеження здійснюватиметься через рік з дня набрання ним чинності, але не пізніше двох років з дня набрання чинності цим актом.

Періодичні відстеження результативності будуть здійснюватися раз на кожні три роки, починаючи з дня закінчення заходів з повторного відстеження результативності цього акта.

Міністр енергетики та
вугільної промисловості України **І. Насалик**

«_____» _____ 2017 р.

Повідомлення про оприлюднення
наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України
«Про внесення змін до наказу Міністерства палива та енергетики України від 27 грудня 2005 р. № 618»

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України відповідно до вимог Закону України «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності» оголошує про опублікування проекту наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Про внесення змін до наказу Міністерства палива та енергетики України від 27 грудня 2005 р. № 618» на офіційному веб-сайті Міненерговугілля в мережі Інтернет - http://mpe.kmu.gov.ua, розділ «Нормативно-правова база», підрозділ «Регуляторні акти», папка «Проекти регуляторних актів».

Проект наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України «Про внесення змін до наказу Міністерства палива та енергетики України від 27 грудня 2005 р. № 618» розроблено з метою приведення нормативно - правових актів Міненерговугілля України у відповідність до Закону України «Про ринок природного газу» для забезпечення споживачів природного газу (крім населення), суб'єктів господарювання, які здійснюють діяльність з видобування, транспортування, зберігання, розподілу та постачання, природного газу на території своєї ліцензійної діяльності, та вимірювальних лабораторій, що атестовані в державній метрологічній системі здійснювати вимірювання кількості природного газу, забезпечення можливості використання результатів вимірювань об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, та розрахунку кількості його енергії для його комерційного обліку при видобуванні, транспортуванні, зберіганні, розподілі, постачанні та використанні.

Зауваження та пропозиції до проекту наказу приймаються в письмовому вигляді та електронною поштою протягом місяця за адресою: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 01601 вул. Хрещатик, 30; e-mail: vladislav.ramazanov@mev.gov.ua.

МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

«27» 06. 2017. м. Київ № 431

Про внесення змін до Плану
діяльності Міненерговугілля
України з підготовки проектів
регуляторних актів на 2017 рік

Відповідно до Закону України «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності», Положення про державну реєстрацію нормативно-правових актів міністерств, інших органів виконавчої влади, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 28.12.1992 № 731, зі змінами та доповненнями,

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити зміни до Плану діяльності Міненерговугілля України з підготовки проектів регуляторних актів на 2017 рік, затвердженого наказом Міненерговугілля від 14.12.2016 № 806, що додаються.

2. Контроль за виконанням цього наказу залишаю за собою.

Міністр **І. Насалик**

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міненерговугілля
27.06.2017 № 431

Зміни до Плану діяльності Міненерговугілля України з підготовки проектів регуляторних актів на 2017 рік

№ з/п	Вид та назва проекту РА	Мета прийняття РА	Підрозділи, відповідальні за розроблення проектів РА	Термін підготовки проекту РА
20.	Наказ Міненерговугілля України «Про затвердження Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами»	Затвердження Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами	Департамент електроенергетичного комплексу	III квартал 2017 р.
21.	Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку виведення з експлуатації магістральних трубопроводів нафти, газу та продуктів їх переробки»	Затвердження Порядку виведення з експлуатації магістральних трубопроводів нафти, газу та продуктів їх переробки	Департамент нафтогазового комплексу	III квартал 2017 р.
22.	Закон України «Про внесення змін до Закону України «Про публічні закупівлі»	На виконання Закону України «Про ринок природного газу», Середньострокового плану пріоритетних дій Уряду до 2020 року та Плану пріоритетних дій Уряду на 2017 рік, затверджених розпорядженням Кабінету Міністрів України від 03.04.2017 №275-р	Департамент нафтогазового комплексу	III квартал 2017 р.
23.	Наказ Міненерговугілля України «Про внесення змін до наказу Мінпаливенерго від 27.12.2005 № 618»	Затвердження нової редакції Правил визначення обсягів природного газу	Департамент нафтогазового комплексу	III квартал 2017 р.
24.	Наказ Міненерговугілля України «Про затвердження Правил виконання оперативних перемикань в електроустановках»	Затвердження Правил виконання оперативних перемикань в електроустановках	Департамент електроенергетичного комплексу	III квартал 2017 р.