



КАБІНЕТ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ

ПОСТАНОВА

від 2026 р. №

Київ

Про затвердження Правил визначення якості природного газу

Відповідно до статті 18² Закону України “Про ринок природного газу” Кабінет Міністрів України **постановляє**:

1. Затвердити Правила визначення якості природного газу, що додаються.
2. Міністерству енергетики забезпечити впровадження Правил, затверджених цією постановою.
3. Рекомендувати Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, протягом двох місяців з дня набрання чинності цією постановою привести власні нормативно-правові акти у відповідність із цією постановою.
4. Ця постанова набирає чинності через шість місяців з дня офіційного опублікування.

Прем'єр-міністр України

Ю. СВИРИДЕНКО

ПРАВИЛА
визначення якості природного газу

Загальні положення

1. Ці Правила встановлюють вимоги до визначення якості природного газу та єдиний порядок організації та виконання робіт, пов'язаних з контролюванням якості природного газу, у тому числі біометану, нафтового (попутного) газу, газу (метану) вугільних родовищ та газу сланцевих товщ, газу колекторів щільних порід, газу центрально-басейнового типу (далі – природний газ), який вводиться в обіг виробниками природного газу та надається на ринку природного газу суб'єктами ринку природного газу (оптовими продавцями/покупцями, трейдерами) та транспортується газотранспортною системою України (далі – газотранспортна система), розподіляється системами оператора газорозподільної системи, закачується/відбирається до/з підземних сховищ газу оператора підземних сховищ газу, зріджується та регазифікується установками зрідженого природного газу (далі – оператора установки LNG).

2. Ці Правила розроблені з метою реалізації положень статті 18² Закону України «Про ринок природного газу» та регулюють відносини, які виникають між виробниками, імпортерами, оператором газотранспортної системи, операторами газорозподільної системи, оператором підземних сховищ газу, операторами LNG та споживачами природного газу.

3. Дія цих Правил не поширюється на стиснений природний газ та синтетичні гази.

4. У цих Правилах терміни вживаються у таких значеннях:

1) арбітражна випробувальна лабораторія — випробувальна лабораторія, яка акредитована відповідно до ДСТУ EN ISO/IEC 17025:2019, не має зацікавленості у результатах спірних оцінок якості природного газу і здійснює арбітражні випробування;

2) арбітражна проба частина сукупної проби, яка зберігається на випадок арбітражних випробувань;

3) арбітражні випробування – повторні визначення (вимірювання) ФХП якості природного газу, що здійснюються арбітражною випробувальною лабораторією у разі виникнення суперечностей у фактичних значеннях показників якості природного газу між сторонами;

4) біометан – біогаз, що за своїми ФХП відповідає вимогам нормативно-правових актів до природного газу для подачі до

газотранспортної системи або газорозподільних системи чи для використання як палива моторного;

5) відновлення (виправлення) якості природного газу – доведення показника(-ків) якості природного газу до вимог цих Правил;

6) верхня концентраційна межа діапазону займання – концентрація горючого газу або пари в повітрі, вище якої середовище не є вибухонебезпечним;

7) виробник природного газу – будь-яка фізична особа-підприємець чи юридична особа (резидент чи нерезидент України), що здійснює видобуток (виробництво) природного газу, низьковуглецевих газів та газів з відновлюваних джерел енергії;

8) вища теплота згоряння – кількість теплоти, яку виділяє в результаті повного згоряння в повітрі визначена кількість природного газу, за умови, що реакція відбувається при постійному тиску; крім води, продукти згоряння знаходяться в газовому стані; вода, що виникає в процесі горіння, конденсується; всі продукти згоряння (у газоподібному стані та вода в рідинному стані) доводяться до тієї самої температури, яку мають субстрати;

9) відносна густина – відношення маси газу, що міститься в будь-якому об'ємі, до маси сухого повітря стандартного складу, який займав би такий самий об'єм, визначений за однакових умов;

10) група газів – зазначений діапазон чисел Воббе, в рамках якого перебувають визначені типи газів;

11) густина – маса одиниці об'єму газу, визначеного за заданих умов тиску і температури;

12) джерело даних ФХП – місце відбору проб природного газу та/або встановлення засобів виміральної техніки визначення ФХП природного газу на маршруті переміщення природного газу;

13) документ про якість – паспорт ФХП природного газу, що містить дані для ідентифікації та фактичні значення показників якості природного газу, визначені випробувальною лабораторією та/або отримані із застосуванням засобів виміральної техніки, який складається виробником природного газу, його уповноваженим представником або оператором газотранспортної системи, оператором газорозподільної системи, оператором підземних сховищ газу, оператором установки LNG;

14) загальний вміст сірки – загальна кількість сірки, що міститься в природному газі;

15) запобіжні заходи – дії, що здійснюються з метою недопущення виникнення потенційної невідповідності ФХП природного газу вимогам цих Правил;

16) зріджений природний газ (LNG) – природний газ, зріджений після очищення для зберігання чи транспортування;

17) імпортер природного газу – суб'єкт господарювання (резидент України), який здійснює ввезення на митну територію України природного газу, походженням з іншої країни, для його випуску у вільний обіг на ринку України;

18) інтенсивність запаху – сила сприймання запаху;

19) ініціатор випробувань – суб'єкт господарювання (юридична особа або фізична особа), який є суб'єктом цих Правил та ініціює проведення позачергового контрольного визначення ФХП або арбітражних випробувань природного газу;

20) коригувальні заходи – дії, що здійснюються з метою усунення причин встановленої невідповідності ФХП природного газу вимогам цих Правил та запобігання її повторному виникненню;

21) масова концентрація – відношення маси кожного компонента природного газу до об'єму газової суміші за встановлених умов тиску і температури;

22) молярна частка – відношення кількості речовини індивідуального компонента (моль) до загальної кількості речовини компонентів суміші (моль);

23) обіг природного газу на ринку – переміщення природного газу від виробника, імпортера (оптового продавця/покупця, трейдера) або постачальника до споживача, а саме: транспортування, зрідження, регазифікація, зберігання, розподіл, або будь-які інші дії пов'язані з цим процесом, а також під час його надання на ринку споживачам, у тому числі шляхом реалізації імпортованого природного газу. Під час обігу ФХП природного газу можуть змінюватися;

24) одоризація додавання одорантів (зазвичай сірчистих сполук із сильним запахом) до природного газу з метою виявлення за запахом витоків газу за дуже низької концентрації (до того, як утвориться небезпечна концентрація газу в повітрі);

25) паспорт ФХП природного газу — документ про якість природного газу, що містить ідентифікаційні дані та фактичні значення показників якості природного газу, отримані засобами вимірювальної техніки та/або випробувальною лабораторією;

26) переміщення природного газу – процес зміни фізичного місцезнаходження природного газу від точки надходження природного газу до точки передачі природного газу в системі газопроводів, під час якого можуть змінюватися його ФХП, зокрема у загальному потоці методом змішування або заміщення;

27) прями́й споживач природного газу – споживач, об’єкти якого приєднані безпосередньо до газотранспортної системи або газовидобувного підприємства;

28) синтетичний газ – очищений газ, який може містити компоненти, нетипові для природного газу;

29) суміжні оператори газорозподільних мереж – це суб’єкти господарювання, які здійснюють діяльність з розподілу природного газу та чий газорозподільні системи (мережі) безпосередньо з’єднані (мають спільні точки вимірювання або фізичного з’єднання) з мережами іншого оператора газорозподільної системи;

30) споживач – фізична особа, фізична особа – підприємець або юридична особа, об’єкти якої в установленому порядку підключені до/через газорозподільні системи оператора газорозподільної системи, яка отримує природний газ на підставі договору постачання природного газу з метою використання для власних потреб, зокрема в якості сировини, та не здійснює його перепродаж;

31) стандартні умови – стандартні умови температури та тиску, що використовують для вимірювань та обчислень властивостей природного газу, визначені відповідно до Закону України «Про ринок природного газу»;

32) нормальні умови – умови температури та тиску, що використовують для вимірювань та обчислень властивостей природного газу, визначені відповідно до Регламенту Комісії (ЄС) 703/2015;

33) температура самозаймання вибухонебезпечного газового середовища – найменша температура нагрітої поверхні, яка в заданих умовах запалює горючий газ в суміші з повітрям;

34) температура точки роси за вологою – температура за заданого тиску, за якої водяна пара починає конденсуватися;

35) температура точки роси за вуглеводнями – температура за заданого тиску, за якої пари вуглеводнів починають конденсуватися;

36) тиск порівняння – це значення абсолютного тиску природного газу, до якого приводять значення температури точки роси за вологою для певних умов вимірювання;

37) точка контролю якості природного газу - місце відбирання проби природного газу з метою здійснення контролю якості природного газу;

38) точка надходження природного газу (джерело надходження) – фізична точка газотранспортної системи/газорозподільної системи, в якій природний газ фізично передається до газотранспортної системи/газорозподільної системи від виробників, суміжних газотранспортних систем сусідніх країн, газосховищ, оператора установок LNG, і яка вважається первинним місцем введення природного газу в обіг;

39) точка передачі природного газу – фізична точка, в якій природний газ фізично передається з/до газотранспортної системи/газорозподільної системи, підземних сховищ газу або споживача, але в будь-якому разі таке місце передачі повинно бути останнім на межі балансової належності об'єкта передачі, і яка вважається місцем переходу прав на газ або надання природного газу на ринку;

40) уповноважений представник виробника – будь-яка фізична чи юридична особа - резидент України, яка одержала від виробника письмове доручення діяти від його імені стосовно визначених завдань;

41) число Воббе вище – вища об'ємна теплота згоряння за встановлених умов, поділена на корінь квадратний відносної густини за тих самих встановлених умов вимірювання об'єму;

42) фізико-хімічні та інші характеристики (далі — ФХП) — параметри природного газу, визначені додатком 1 та додатком 2 що, зокрема, включають компонентний склад, вищу теплоту згоряння, відносну густину газу, масову концентрацію загальної сірки, сірководню, меркаптанової сірки, число Воббе, температури точок роси за вологою та вуглеводнями;

43) якість природного газу – це відповідність його ФХП затвердженим вимогам цих Правил.

Інші терміни вживаються у значенні, наведеному у Законах України «Про ринок природного газу», «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності», «Про стандартизацію», Кодексі газотранспортної системи, затвердженому постановою НКРЕКП від 30 вересня 2015 р. № 2493, зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 р. за № 1378/27823 (далі – Кодекс газотранспортної системи), Кодексі газорозподільних систем, затвердженому постановою НКРЕКП від 30 вересня 2015 р. № 2494, зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 р. за № 1379/27824 (далі – Кодекс газорозподільних систем), Кодексі газосховищ та критеріїв, згідно з якими до певного газосховища застосовується режим договірному доступу або режим регульованого доступу, затвердженому постановою НКРЕКП від 30 вересня 2015 р. № 2495, зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 р. за № 1380/27825.

Чинність нормативно-правових та інших документів, на які є посилання в цих Правилах, перевіряють згідно з: офіційним вебпорталом Верховної Ради України (<https://zakon.rada.gov.ua/>) та з офіційними виданнями національного органу стандартизації. У разі внесення змін до нормативно-правового акту, на який є посилання в цих Правилах, застосовується його чинна редакція, якщо інше прямо не передбачено цими Правилами або відповідними актами законодавства.

Вимоги до якості природного газу

5. Вимоги до якості природного газу встановлено у цих Правилах з урахуванням положень статті 15 Регламенту Комісії (ЄС) 703/2015 від 30 квітня 2015 р., яким впроваджується мережевий кодекс щодо правил взаємодії та обміну даними та статті 21 Регламенту (ЄС) 2024/1789 Європейського Парламенту та Ради від 13 червня 2024 р., а також вимог національних стандартів ДСТУ EN 16726, серії ДСТУ EN 1776, ДСТУ EN ISO 12213 та ДСТУ EN 437, крім випадків, якщо інше не встановлено законодавством України.

Природний газ, що вводиться в обіг, фізично переміщується газотранспортною системою та газорозподільними системами, зберігається в підземних сховищах газу, зріджується та регазифікується установками оператора LNG, передається споживачам, повинен відповідати вимогам, встановленим у додатку 1 – для газотранспортної системи або додатком 2 – для газорозподільної системи.

6. Якщо значення теплоти згоряння природного газу за стандартних умов, що вводиться в обіг, більше максимального значення, що встановлено додатком 1, в документі про якість зазначаються фактичні значення, а для розрахунків приймається максимальне значення теплоти згоряння, що встановлене у додатку 1.

7. Природний газ може переміщуватися за наявності документа про якість, вимоги до якого встановлені у додатку 3.

8. Для окремих населених пунктів України та точок надходження природного газу до або з газотранспортної та/або газорозподільних систем, зазначених у додатку 5, допускається невідповідність окремих показників (а саме: відносна густина, число Воббе та вища теплота згоряння) якості природного газу вимогам, установлених додатком 1 або додатком 2.

Вимоги до складення маршрутів переміщення природного газу газотранспортною та газорозподільними системами

9. Маршрут переміщення природного газу складається оператором газотранспортної системи та оператором газорозподільної системи як документ, в якому описано, схематично зображено та пронумеровано маршрут переміщення природного газу з однаковими ФХП від джерела (джерел) його надходження (місця відбору проб природного газу та/або встановлення засобів вимірювальної техніки визначення ФХП природного газу) до точок передачі природного газу до/з газотранспортної/газорозподільної системи (зокрема споживачам).

10. Значення ФХП природного газу на маршруті його переміщення природного газу вважаються однаковими, якщо значення вищої теплоти згоряння відібраної в місці відбору проб природного газу та/або встановлення засобів вимірювальної техніки визначення ФХП природного

газу проби не відрізняється більше ніж на ± 2 відсотки у ту саму добу від значення вищої теплоти згоряння природного газу по будь-якій точці передачі, на які ці значення ФХП поширюються, за умови відсутності відхилень за іншими показниками якості природного газу або характеристиками, які можуть впливати на безпеку, облік, транспортування, розподіл чи споживання природного газу.

11. За наявності в газорозподільній системі двох і більше джерел надходження природного газу розробляються окремі маршрути переміщення:

1) під час обігу природного газу на ринку в точці надходження/передачі природного газу до/з газотранспортної системи та в газорозподільних системах, що отримують незмішаний газ із будь-якого одного джерела;

2) під час обігу природного газу на ринку в точці надходження/передачі природного газу до/з газотранспортної системи та в газорозподільних системах, що отримують змішаний газ із двох і більше джерел.

12. У разі коли до точки надходження/передачі до/з газотранспортної системи природний газ надходить одночасно з різних джерел, визначення ФХП природного газу проводиться після точки змішування газу.

13. Маршрут переміщення може бути розроблений як для однієї точки передачі природного газу (газорозподільна система, виробник теплової енергії, промисловий споживач тощо), так і для групи точок передачі (групи газорозподільних систем та/або споживачів) з однаковими ФХП природного газу.

14. У разі технічної можливості переміщення природного газу до точки передачі різними маршрутами, оператор відповідної системи складає та затверджує всі можливі маршрути переміщення та доводить до відома оператора іншої системи. У газорозподільних системах з декількома джерелами надходження (газорозподільні станції, перетоки між суміжними операторами газорозподільних систем) визначення ФХП проводиться в кожній точці змішування або за результатами визначення середньозважених значень ФХП, що розраховуються аналогічно до порядку визначення середньозваженої вищої теплоти згоряння, встановленого Кодексом газотранспортної системи та Кодексом газорозподільних систем.

15. Оператор газотранспортної системи/оператор газорозподільної системи повинні забезпечити актуалізацію маршрутів переміщення природного газу газотранспортною/газорозподільною системою на постійній основі.

16. Значення ФХП та інші характеристики природного газу, що були визначені в місці відбору проб природного газу та/або встановлені засоби

вимірjuвальної техніки визначення ФХП природного газу певного маршруту, поширюються на всі точки передачі того самого маршруту.

17. Зразок для складення маршруту переміщення природного газу наведений за формою згідно з додатком 4.

18. Маршрут розроблений оператором газорозподільної системи може бути продовженням маршруту, розробленого оператором газотранспортної системи, про що зазначається схематично.

19. Оператор газотранспортної системи/оператор газорозподільної системи повинні затвердити та розмістити на своєму офіційному вебсайті скановані копії розроблених маршрутів переміщення природного газу, з урахуванням вимог законодавства щодо захисту персональних даних, комерційної таємниці та інформації з обмеженим доступом. Зазначена вимога підлягає виконанню протягом шести місяців з дня припинення або скасування воєнного стану в Україні.

Умови проведення процедури контролю якості за фізико-хімічними показниками природного газу

20. Під час обігу природного газу виробник, оператор газотранспортної системи, оператор газорозподільної системи, оператор підземних сховищ газу, оператор установки LNG, уповноважений представник виробника повинні забезпечити здійснення контролю якості за ФХП природного газу в своїй системі.

Обов'язки виробників у частині контролю якості природного газу покладаються на оператора газотранспортної системи, оператора газорозподільної системи, оператора підземних сховищ газу та оператора установки LNG.

21. Контроль відповідності природного газу вимогам, встановленим додатком 1 або додатком 2, забезпечується шляхом проведення процедури контролю якості.

22. Проведення процедури контролю якості природного газу відповідно до вимог цих Правил:

у точках надходження газу від підземних сховищ газу/LNG установки до газотранспортної системи покладається на оператора підземних сховищ газу/оператора установок LNG або оператора газотранспортної системи відповідно до договорів, технічних угод, укладених між операторами;

у точках надходження газу в газотранспортну систему на міждержавних з'єднаннях покладається на оператора газотранспортної системи або оператора суміжної газотранспортної системи відповідно до договорів, технічної угоди, укладених між операторами;

у точках надходження газу в газотранспортну/газорозподільну систему на внутрішніх з'єднаннях покладається на виробника або уповноваженого представника;

у точках надходження газу від газотранспортної системи до газорозподільної системи/споживача покладається на оператора газотранспортної системи;

у точках надходження газу від газорозподільної системи до споживача покладається на оператора газорозподільної системи;

у точках надходження газу з однієї газорозподільної системи в іншу (перетоки між суміжними операторами газорозподільної системи) покладається на оператора газорозподільної системи, з якої здійснюється передача газу, або визначається технічною угодою між операторами.

23. Контроль якості ФХП природного газу проводиться виробниками, оператором газотранспортної системи, операторами газорозподільних систем та іншими суб'єктами з використанням засобів вимірювальної техніки та/або із залученням арбітражних випробувальних лабораторій.

24. Періодичність проведення процедури контролю якості (у разі використання випробувальної лабораторії) за ФХП природного газу «значення компонентного складу природного газу (молярна частка вуглеводнів від C1 до C6+ вище, вуглекислого газу, кисню, азоту та інших компонентів)», «число Воббе вище», «теплота згоряння вища», «відносна густина», «температура точки роси за вологою», «температура точки роси за вуглеводнями» точки надходження та/або точки передачі природного газу до газотранспортної системи, газорозподільних систем, підземних сховищ газу в залежності від технічної потужності точки надходження та/або точки передачі природного газу становить:

понад 720 тис. м³/добу – не рідше ніж один-раз на три дні;

від 240 до 720 тис. м³/добу – не рідше ніж один-раз на п'ять днів;

до 240 тис. м³/добу – не рідше ніж один раз на сім днів.

Періодичність визначення масової концентрації сірководню, меркаптанової сірки або загальної сірки – не рідше ніж один раз на місяць.

25. Методи визначення ФХП природного газу, у тому числі щодо відбирання проб, застосовуються відповідно до методів, визначених у додатку 8 цих Правил, які базуються на відповідних національних стандартах.

Застосування зазначених методів є обов'язковим для виробників, імпортерів, оператора газотранспортної системи, операторів газорозподільної системи, оператора підземних сховищ газу операторів установок LNG.

Допускається застосування інших методів за умови забезпечення не нижчої точності, достовірності та відтворюваності результатів вимірювань.

26. Визначення ФХП природного газу проводиться у порядку, передбаченому додатком 6.

27. Процедура контролю якості: відбирання проб та визначення ФХП природного газу проводиться згідно з Протоколом/графіком.

Протокол/графік розробляється для кожного маршруту або групи маршрутів переміщення природного газу та узгоджується сторонами, а саме: оператором газотранспортної системи (або оператором газорозподільної системи – залежно від маршруту) та відповідним суб'єктом господарювання.

Протоколом/графіком визначається:

точки передачі природного газу, на які розповсюджуються результати визначення ФХП газу;

місця відбору проб (джерело даних ФХП);

арбітражна випробувальна лабораторія, яка буде залучена до проведення процедури контролю якості;

місця встановлення потокових засобів визначення ФХП природного газу;

періодичність відбору проб, проведення процедури контролю якості та внесення ФХП природного газу до автоматичних обчислювачів, коректорів тощо.

28. За результатами здійснених процедур контролю якості та/або закінчення місяця, у якому здійснювалося постачання природного газу, виробником або уповноваженим представником або оператором газотранспортної системи, оператором газорозподільної системи, оператором підземних сховищ газу та оператором установки LNG складається документ про якість відповідно до вимог додатку 3.

29. Виробник, уповноважений представник виробника, оператор газотранспортної системи, оператор газорозподільної системи, оператор підземних сховищ газу, оператор установки LNG зобов'язаний зберігати документи про якість протягом п'яти років після передачі природного газу.

30. Документи про якість, повинні бути у вільному доступі для споживачів та інших суб'єктів ринку природного газу та підлягають розміщенню на офіційних вебсайтах відповідних суб'єктів ринку природного газу, з урахуванням вимог законодавства щодо захисту персональних даних, комерційної таємниці та інформації з обмеженим доступом. Зазначена вимога підлягає виконанню протягом шести місяців з дня припинення або скасування воєнного стану в Україні.

31. Для цілей цих Правил випробувальні лабораторії виробника природного газу, що залучаються до визначення ФХП з метою забезпечення процедури контролю якості природного газу, повинні бути

акредитовані відповідно до вимог національного стандарту ДСТУ EN ISO/IEC 17025:2019.

32. Для цілей цих Правил випробувальні лабораторії оператора газотранспортної системи та оператора газорозподільної системи, які залучаються до визначення ФХП з метою забезпечення процедури контролю якості природного газу, повинні бути акредитованими відповідно до вимог національного стандарту ДСТУ EN ISO/IEC 17025:2019.

33. До 01 січня 2030 року випробувальною лабораторією допускається вважати, якщо:

випробувальна лабораторія має окрему систему управління якістю або функціонує в межах загальної системи управління якістю підприємства. Така система повинна бути сертифікована акредитованим органом з оцінки відповідності на відповідність вимогам національного стандарту ДСТУ ISO 9001:2015 (метод перекладу) «Системи управління якістю. Вимоги» (ISO 9001:2015, IDT);

34. Засоби виміральної техніки, які застосовуються для вимірювань ФХП природного газу, повинні відповідати вимогам законодавства про метрологію та метрологічну діяльність.

35. Для нових точок передачі до/з газотранспортної системи вимога щодо обладнання засобами виміральної техніки, які на безперервній основі забезпечують контроль ФХП природного газу, є обов'язковою незалежно від величини технічної потужності.

36. Точки надходження та точки передачі до/з газотранспортної системи, технічна потужність яких перевищує 10 000 м³/год, мають бути обладнані засобами виміральної техніки, які на безперервній основі забезпечують контроль компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою та вуглеводнями природного газу (зокрема автоматичними хроматографами та вологомірами), з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних підрозділам оператора газотранспортної системи. Для нових приєднань вимога застосовується незалежно від потужності. Якщо на одному маршруті є дві чи більше точки виходу з технічною потужністю, що перевищує 10 000 м³/год, оснащення поточковими засобами виміральної техніки (далі – ЗВТ) газу підлягає одна із них.

37. У разі виходу з ладу засобів виміральної техніки за погодженням з оператором газотранспортної системи/оператором газорозподільної системи допускається на період усунення несправності (але не більше одного календарного місяця) використання для визначення теплоти згоряння, компонентного складу газу та температури точки роси за вологою та вуглеводнями випробувальних лабораторій.

**Права і обов'язки суб'єктів ринку природного газу щодо
забезпечення відповідності якості природного газу під час введення в
обіг та надання на ринку**

38. Об'єкти (установки) газодобувних підприємств та виробників біометану, технічна потужність яких перевищує 3000 м³/год у точках передачі природного газу до газорозподільної системи, мають бути обладнані засобами виміральної техніки, які на безперервній основі забезпечують контроль компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою та вуглеводнями природного газу (зокрема потоковими хроматографами газовими та вологомірами), з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних підрозділам оператора газорозподільної системи.

39. Виробник до початку подачі природного газу в точках надходження до газотранспортної системи або газорозподільної системи забезпечує відповідність природного газу вимогам, встановленим додатком 1 або додатком 2.

40. Якщо природний газ, який вводиться в обіг в точках його надходження до газотранспортної системи або газорозподільної системи, не відповідає вимогам до природного газу, встановленим у додатку 1 або додатку 2, виробник повинен вжити невідкладних коригувальних заходів з метою приведення ФХП природного газу у відповідність з вимогами цих Правил, постійно вживати запобіжних заходів, а також виконати інші заходи, передбачені чинним законодавством. Перелік запобіжних та/або коригувальних заходів включає: очищення, осушення, змішування з газом відповідної якості, застосування вузлів кондиціонування, зневоднення або одоризацію. Детальний перелік заходів визначається у технічній угоді між сторонами.

41. Виробник природного газу зобов'язаний перед введенням в обіг природного газу у точках його надходження до газотранспортної системи, або газорозподільної системи здійснювати процедуру контролю якості ФХП природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цих Правил та вимогами щодо якості, які встановлені додатком 1 або додатком 2 цих Правил.

42. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу виробником складається документ про якість згідно з вимогами, встановленими додатком 3 цих Правил.

43. Виробник природного газу зобов'язаний розміщувати на власному офіційному вебсайті скановані копії документів про якість згідно з вимогами, встановленими у додатку 4, з урахуванням вимог законодавства щодо захисту персональних даних, комерційної таємниці та інформації з обмеженим доступом, не пізніше ніж протягом п'яти робочих днів після закінчення місяця, у якому здійснювалося постачання природного газу,

відповідно. Зазначена вимога підлягає виконанню протягом шести місяців з дня припинення або скасування воєнного стану в Україні.

44. Обов'язки виробника природного газу, визначені в пунктах 43-49 цих Правил, можуть виконуватися його уповноваженим представником на підставі відповідного доручення. У такому разі відповідальність за виконання зазначених обов'язків несе виробник природного газу.

45. Природний газ, що вводиться в обіг імпортером (оптовим продавцем/покупцем, трейдером), повинен відповідати вимогам цих Правил.

46. На звернення оператора газотранспортної системи до імпортера (оптового продавця/покупця, трейдера) щодо невідповідності природного газу за ФХП встановленим вимогам у додатку 1, що надходить через точки міждержавного з'єднання до газотранспортної системи у точках надходження, за замовленням імпортера (трейдера) імпортер (трейдер) у найкоротший термін зобов'язаний забезпечити вжиття коригувальних заходів для усунення цієї невідповідності, необхідних для приведення такого природного газу у відповідність з вимогами, встановленими цими Правилами, шляхом інформування постачальника – нерезидента України та/або суміжного оператора газотранспортної системи – нерезидента України згідно із зовнішньоекономічними контрактами для приведення природного газу у відповідність з вимогами цих Правил.

47. Під час транспортування природного газу газотранспортною системою від введення його в обіг виробником, імпортером (оптовим продавцем/покупцем, трейдером), оператором підземних сховищ газу або оператором установок LNG до точок надходження до підземних сховищ газу, до точок надходження до газорозподільних систем та прямого споживача оператор газотранспортної системи забезпечує здійснення контролю якості за ФХП природного газу відповідно до процедур, визначених пунктами 20–30 цих Правил. Угоди, укладені оператором газотранспортної системи з виробником, оператором підземних сховищ газу, оператором установок LNG та оператором газотранспортної системи – нерезидентом України, можуть деталізувати порядок проведення контролю, але не можуть суперечити вимогам цих Правил.

48. Виробники, які фізично приєднані до газорозподільних мереж та не укладають договори розподілу, здійснюють виконання вимог даних Правил та контроль якості в рамках технічної угоди, укладеної між виробником та оператором газорозподільної системи.

49. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу оператором газотранспортної системи складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені додатком 3.

50. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний розмістити на своєму офіційному вебсайті скановані копії документів про якість

відповідно до вимог, встановлених додатком 3, з урахуванням вимог законодавства щодо захисту персональних даних, комерційної таємниці та інформації з обмеженим доступом, не пізніше ніж протягом п'яти робочих днів після проведення процедури контролю якості та/або закінчення місяця, у якому здійснювалося транспортування природного газу, відповідно. Зазначена вимога підлягає виконанню протягом шести місяців з дня припинення або скасування воєнного стану в Україні.

51. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний на запит виробника, імпортера (оптового продавця/покупця, трейдера), оператора газорозподільної системи, оператора підземних сховищ газу, оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію про ФХП природного газу, який транспортується газотранспортною системою, зокрема копії документів про якість.

52. Оператор газорозподільної системи під час розподілу природного газу забезпечує проведення процедури контролю якості природного газу відповідно до процедур, визначених пунктами 2020 цих Правил. Угоди, укладені оператором газорозподільної системи з виробником або його уповноваженим представником, оператором газотранспортної системи, оператором підземних сховищ газу та оператором установок LNG, можуть встановлювати деталізований порядок контролю, але не повинні суперечити вимогам цих Правил. Контроль здійснюється з моменту передачі природного газу виробником, оператором установки LNG та/або оператором газотранспортної системи у точках надходження до газорозподільних систем і триває до моменту передачі газу у точках надходження природного газу споживачам.

53. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу оператором газорозподільної системи складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені додатком 3.

54. Оператор газорозподільної системи зобов'язаний розмістити на своєму офіційному вебсайті скановані копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених додатком 3, з урахуванням вимог законодавства щодо захисту персональних даних, комерційної таємниці та інформації з обмеженим доступом, не пізніше ніж протягом п'яти робочих днів після здійснення контролю якості та/або закінчення місяця, у якому здійснювався розподіл природного газу, відповідно. Зазначена вимога підлягає виконанню протягом шести місяців з дня припинення або скасування воєнного стану в Україні.

55. Для забезпечення можливості перевірки відповідності ФХП природного газу вимогам цих Правил у точці передачі до споживача оператор газорозподільної системи організовує, а споживач забезпечує безперешкодний доступ до місця відбирання проби природного газу.

56. Оператор газорозподільної системи зобов'язаний на запит оператора газотранспортної системи та/або виробника допустити

представників другої сторони для проведення спільної перевірки ФХП природного газу, що передається у точках до споживача, у порядку, визначеному договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

57. Оператор газорозподільної системи зобов'язаний на запит оператора газотранспортної системи та/або виробника надавати інформацію про ФХП природного газу, зокрема копії документів про якість.

58. Оператор підземних сховищ газу зобов'язаний забезпечити відповідність природного газу вимогам, встановленим у додатку 1, під час передачі природного газу з підземних сховищ газу у точках надходження до газотранспортної системи. Контроль якості природного газу оператором підземних сховищ газу під час передачі природного газу у точках передачі до газотранспортної системи здійснюється відповідно до процедур, визначених пунктами 20–30 цих Правил. Угоди, укладені оператором підземних сховищ газу з оператором газотранспортної системи, можуть деталізувати порядок проведення контролю якості, але не можуть суперечити вимогам цих Правил.

59. Якщо природний газ, який передається в точках надходження природного газу в газотранспортну систему, не відповідає вимогам, що встановлені у додатку 1, оператор підземних сховищ газу повинен вжити невідкладних коригувальних заходів та в подальшому вживати запобіжні заходи з метою приведення ФХП природного газу у відповідність з вимогами цих Правил.

60. Оператор підземних сховищ газу зобов'язаний перед подачею природного газу у точках його надходження до газотранспортної системи здійснювати контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20-30 цих Правил.

61. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу оператором підземних сховищ газу складається документ про якість згідно з вимогами, що встановлені у додатку 3.

62. Оператор підземних сховищ газу зобов'язаний розмістити на своєму офіційному вебсайті скановані копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 3, з урахуванням вимог законодавства щодо захисту персональних даних, комерційної таємниці та інформації з обмеженим доступом, не пізніше ніж протягом п'яти робочих днів після проведення процедури контролю якості та/або закінчення місяця, у якому здійснювалась закачування або відбір природного газу, відповідно. Зазначена вимога підлягає виконанню протягом шести місяців з дня припинення або скасування воєнного стану в Україні.

63. Оператор установок LNG зобов'язаний після регазифікації забезпечити відповідність природного газу вимогам, встановленим цими

Правилами, під час передачі природного газу до газотранспортної системи або газорозподільних систем, або підземних сховищ газу.

64. Оператор установок LNG під час передачі природного газу у точках надходження до газотранспортної системи, газорозподільних систем або підземних сховищ забезпечує проведення процедури контролю якості природного газу відповідно до процедур, визначених пунктами 20–30 цих Правил. Угоди, укладені оператором установок LNG з іншими відповідними суб'єктами, можуть встановлювати деталізований порядок контролю, але не повинні суперечити вимогам цих Правил.

65. У разі, якщо природний газ, що подається в точках його надходження в газотранспортну систему та/або газорозподільні системи, та/або підземні сховища газу, не відповідає вимогам, встановленим у додатку 1 або додатку 2, оператор установки LNG повинен вжити невідкладних коригувальних заходів та в подальшому вживати запобіжні заходи з метою приведення ФХП природного газу у відповідність з вимогами цих Правил.

66. Оператор установок LNG зобов'язаний перед передачею природного газу у точках його надходження до газотранспортної системи та/або газорозподільних систем здійснювати контроль якості природного газу відповідно до вимог пунктів 20–30 цих Правил.

67. За результатами проведення процедури контролю якості природного газу оператором установок LNG складається документ про якість відповідно до вимог, що встановлені додатком 3.

68. Оператор установок LNG зобов'язаний розмістити на своєму офіційному вебсайті скановані копії документів про якість відповідно до вимог, встановлених у додатку 3, з урахуванням вимог законодавства щодо захисту персональних даних, комерційної таємниці та інформації з обмеженим доступом, не пізніше ніж протягом п'яти робочих днів після проведення процедури контролю якості та/або закінчення місяця, у якому здійснювалося постачання природного газу, відповідно. Зазначена вимога підлягає виконанню протягом шести місяців з дня припинення або скасування воєнного стану в Україні.

69. Для забезпечення можливості перевірки відповідності ФХП природного газу вимогам цих Правил у фізичній точці передачі до газотранспортної системи оператор установок LNG повинен організувати та забезпечити безперешкодний доступ для представників другої сторони до місця відбирання проб природного газу.

70. Оператор установок LNG зобов'язаний на запит виробника, імпортера (оптового продавця/покупця, трейдера), оператора газорозподільної системи, оператора газотранспортної системи, оператора підземних сховищ газу, постачальника надати копії документів про якість.

Вирішення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам до якості природного газу, встановленим цими правилами

71. При виникненні спірних питань щодо якості природного газу проводиться спільний контроль роботи (проміжне перевіряння) засобів визначення ФХП та/або арбітражні випробування, порядок проведення яких наведено у додатку 7.

72. У разі виявлення невідповідності ФХП природного газу у точках надходження природного газу вимогам цих Правил оператором газотранспортної системи та/або оператором газорозподільної системи, та/або оператором підземних сховищ газу за результатами контролю виробник природного газу зобов'язаний на запит оператора газотранспортної системи та/або оператора газорозподільної системи, та/або оператора підземних сховищ газу невідкладно допустити представників другої сторони для проведення спільної перевірки ФХП природного газу, що вводиться в обіг у точках надходження до газотранспортної системи, газорозподільної системи, підземних сховищ газу, у порядку, що визначений укладеною між сторонами угодою.

73. У разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цих Правил згідно із запитом від прямого споживача та/або оператора підземних сховищ газу, та/або оператора газорозподільної системи, оператор газотранспортної системи бере участь у спільній перевірці якості природного газу, що вводиться в обіг у точках надходження до прямого споживача, або газорозподільних систем, підземних сховищ газу, у порядку, що визначений угодами, укладеними між сторонами.

74. У разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цих Правил згідно із запитом виробника, імпортера (оптового продавця/покупця, трейдера), оператора газотранспортної системи, оператора установки LNG, постачальника та/або споживача оператор газорозподільної системи бере участь у спільній перевірці якості природного газу, що передається у відповідних точках надходження, у порядку, визначеному угодою, що укладена між сторонами.

75. Оператор газотранспортної системи щомісяця, не пізніше 5 числа місяця, що настає за звітним, забезпечує надання виробнику, імпортеру (оптовому продавцю/покупцю, трейдеру), оператору газорозподільної системи, оператору установки LNG, постачальнику та/або споживачу інформації щодо значень вищої теплоти згоряння природного газу по кожному маршруту його переміщення.

76. У разі виникнення спірних питань щодо відповідності природного газу вимогам цих Правил згідно із запитом від оператора газотранспортної системи оператор підземних сховищ газу бере участь у спільній перевірці якості природного газу, що подається у точках надходження до

газотранспортної системи у порядку, визначеному договором та/або угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

77. У разі виникнення спірних питань щодо відповідності якості природного газу вимогам цих Правил згідно із запитом оператора газотранспортної системи оператор установок LNG бере участь у спільній перевірці якості природного газу у точках надходження до газотранспортної системи у порядку, визначеному договором та/або угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

Відповідальність за недотримання правил щодо визначення якості природного газу

78. У разі невиконання вимог пункту 43 цих Правил виробник природного газу або його уповноважений представник зобов'язаний або припинити введення в обіг такого природного газу у відповідній точці його надходження до газотранспортної системи, газорозподільної системи або підземних сховищ газу, або сплачувати додаткову плату, передбачену технічною угодою та/або іншими договорами, укладеними відповідно до цих Правил та/або законодавством. У разі приєднання виробника до газорозподільної системи відповідні умови визначаються технічною угодою.

79. У разі невиконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення ФХП природного газу у відповідність з вимогами цих Правил імпортером (оптовим продавцем/покупцем, трейдером) та/або оператором суміжної газотранспортної системи – нерезидентом України, та/або виробником, або уповноваженим представником, та/або оператором підземних сховищ газу, та/або оператором установок LNG оператор газотранспортної системи має право обмежувати або припиняти транспортування природного газу у випадку невідповідності ФХП встановленим вимогам або невиконання зобов'язання сплатити додаткову плату відповідними суб'єктами.

80. У разі невиконання виробником, його уповноваженим представником або оператором установок LNG невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів щодо приведення ФХП природного газу у відповідність із вимогами цих Правил, а також невідповідності таких показників вимогам, установленим додатком 2, за недотримання яких законодавством передбачено сплату додаткових платежів, оператор газорозподільної системи має право припинити приймання такого природного газу до усунення порушень або здійснення відповідних платежів.

81. Відповідальність за недотримання ФХП природного газу встановлюється:

для виробників – згідно з технічними угодами та договорами транспортування природного газу або розподілу (з урахуванням

фактичного приєднання до газотранспортної системи або газорозподільної системи);

для операторів газотранспортної та газорозподільної систем – перед споживачами згідно з договорами транспортування/розподілу;

для суб'єктів ринку природного газу між собою – в межах технічних угод. Усі сторони повинні забезпечити компенсацію збитків або виплати штрафних санкцій за постачання природного газу, що не відповідає вимогам ФХП згідно з укладеними договорами та угодами.

Додаток 1
до Правил визначення якості
природного газу

**Вимоги до фізико-хімічних показників та інших характеристик
природного газу, який передається до газотранспортної системи та нею
транспортується або до/з підземних сховищ газу**

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
Теплота згоряння вище: за нормальних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/0°C; тиск: 1,01325 бар	кВт·год/м ³	10,23	13,26
за стандартних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/20°C, тиск: 1,01325 бар		9,53	12,35
Число Воббе вище: за нормальних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/0°C, тиск: 1,01325 бар	кВт·год/м ³	13,38	15,81
за стандартних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/20°C, тиск: 1,01325 бар		12,46	14,73
Відносна густина	-	0,555	0,700
Молярна частка діоксиду вуглецю	% мол	не застосовується	2,5 до 4,0 ⁽¹⁾ або 6,0 ⁽²⁾
Молярна частка азоту	% мол	не застосовується	5,0 до 7,0 ⁽¹⁾
Молярна частка водню	% мол	не застосовується	2,0
Молярна частка кисню	% мол	не застосовується	0,2 або 1,0 ⁽³⁾
Масова концентрація сірководню	мг/м ³	не застосовується	5 до 6,5 ⁽⁴⁾
Масова концентрація меркаптанової сірки	мг/м ³	не застосовується	6 до 8 ⁽⁴⁾
Масова концентрація загальної сірки ⁽⁵⁾	мг/м ³	не застосовується	20 до 50 ⁽⁴⁾
Молярна частка C1 + C8+ ⁽⁶⁾	% мол	Мінімальне значення для кожного компоненту C1 + C8+ відповідно серії ДСТУ EN ISO 12213	Максимальне значення для кожного компоненту C1 + C8+ відповідно серії ДСТУ EN ISO 12213
Температура точки роси за вологою за абсолютного тиску 39,2 бар	°C	не застосовується	мінус 8
Температура точки роси за вуглеводнями за робочого тиску ⁽⁷⁾	°C	не застосовується	0

Примітки:

1. Верхня межа вмісту основних компонентів (CO₂, N₂) може бути порушена на короткий період (до 7 днів) за згодою суміжних операторів систем та за умови дотримання лімітів відносної густини та числа Воббе.

2. За узгодженням в технічних угодах з оператором газотранспортної системи та оператором підземних сховищ газу допускається використання такої норми для природного газу, який переміщується або транспортується газопроводами оператора газотранспортної системи та зберігається у підземних сховищах газу оператора підземних сховищ газу. Оператор газотранспортної системи не має права обмежити використання зазначеної норми у точках надходження до газотранспортної системи у разі, коли молярна частка діоксиду вуглецю у точках міждержавних з'єднань та у точках передачі до оператора підземних сховищ газу не перевищує 2,5 відсотка та/або оператор суміжної газотранспортної системи офіційно не відмовив у прийнятті газу з вищою молярною часткою діоксиду вуглецю.

3. Дopusкається використання такої норми для природного газу, який подається до газопроводів оператора газотранспортної системи від виробників біометану за умови, коли оператор підземних сховищ газу або оператор суміжної газотранспортної системи, або прямиий споживач офіційно не відмовили оператору газотранспортної системи у прийнятті газу з вищою молярною часткою кисню.

4. Верхня межа може бути піднята до вищого рівня на обмежений період (до 48 годин), якщо суміжні оператори систем не домовляться про інші умови.

5. Масова концентрація загальної сірки може бути визначена як сумарний вміст меркаптанової та сірководневої сірки за умови, що вміст сірки всіх інших сірковмісних компонентів не перевищує 9 мг/м^3 .

6. Молярні частки компонентів від C1 до C8+ повинні бути в межах, визначених серією ДСТУ EN ISO 12213 (версія, чинна на момент розрахунку) для найкращої невизначеності розрахунку коефіцієнта стисливості. Верхня межа компонентів C2 - C8+ може бути перевищена на короткий період часу, тривалість якого визначається суміжними операторами систем, за умови дотримання лімітів відносної густини та числа Воббе. У випадку, якщо C6, C7 та C8+ вимірюються як група (C6+), застосовується ліміт 0,2 відсотка. Ліміт 0,2 відсотка для компонентів C6+ може бути перевищений на короткий період часу, і цей період визначається суміжними операторами систем за умови дотримання лімітів відносної густини, числа Воббе та точки роси за вуглеводнями.

7. Допускається не визначати значення температури точки роси за вуглеводнями, якщо вміст вуглеводнів C5+вищі не перевищує 1 г/м^3 або якщо молярна частка вуглеводнів C5+вищі не перевищує 0,03 відсотка.

Загальні примітки:

1. На додаток до обмежень, зазначених вище, природний газ, що постачається, не повинен містити інших складників та/або домішок (включаючи тверді частинки та рідини) у такій кількості, що унеможливило б його транспортування без коригування якості або спеціальної підготовки (очищення).

2. Перерахунок еталонних значень для згоряння/вимірювання з стандартних на нормальні умови здійснюється відповідно до ДСТУ ISO 13443. Еталонними стандартами для методів випробувань є ті, що зазначені в ДСТУ EN 16726.

3. При переведенні одиниць вимірювання приймають $1 \text{ кВт} \cdot \text{год/м}^3$ рівним $3,6 \text{ МДж/м}^3$.

Додаток 2
до Правил визначення якості
природного газу

**Вимоги до фізико-хімічних показників та інших характеристик
природного газу, який передається до/з газорозподільної системи
та споживачів**

1. Вимоги до природного газу в газорозподільній системі:

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
Теплота згоряння вище: за нормальних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/0°C, тиск: 1,01325 бар	кВт·год/м ³	10,23	13,26
за стандартних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/20°C, тиск: 1,01325 бар		9,53	12,35
Число Воббе вище: за нормальних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/0°C, тиск: 1,01325 бар	кВт·год/м ³	13,38	15,81
за стандартних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/20°C, тиск: 1,01325 бар		12,46	14,73
Відносна густина	-	0,555	0,75
Молярна частка діоксиду вуглецю	% мол	не застосовується	6,0
Молярна частка азоту	% мол	не застосовується	5,0 до 7,0 ⁽¹⁾
Молярна частка водню	% мол	не застосовується	2,0
Молярна частка кисню	% мол	не застосовується	0,2 до 1,0 ⁽²⁾
Масова концентрація сірководню	мг/м ³	не застосовується	30 ⁽³⁾
Масова концентрація меркаптанової сірки	мг/м ³	не застосовується	36 ⁽³⁾
Масова концентрація загальної сірки	мг/м ³	не застосовується	50 ⁽³⁾
Молярна частка C1 + C8+ ⁽⁴⁾	% мол	Мінімальне значення для кожного компоненту C1 + C8+ відповідно серії ДСТУ EN ISO 12213	Максимальне значення для кожного компоненту C1 + C8+ відповідно серії ДСТУ EN ISO 12213
Температура точки роси за вологою за робочого тиску в системі газорозподільчих газопроводів в точці надходження/передачі природного газу: у період з 1 листопада по 30 квітня	°C	не застосовується	мінус 8
у період з 1 травня по 31 жовтня		не застосовується	0
Температура точки роси ⁽⁵⁾ за вуглеводнями за робочого тиску в системі газорозподільчих газопроводів в точці надходження/передачі природного газу	°C	не застосовується	0
Примітки:			
1. Верхня межа вмісту основних компонентів (N2) може бути порушена на короткий період (до 7 днів) за згодою суміжних операторів систем та за умови дотримання лімітів відносної густини та числа Воббе.			
2. Допускається використання такої норми для природного газу, який подається до газопроводів оператора газорозподільних систем від виробників біометану.			
3. Норма застосовується для не одорованого природного газу.			
4. Молярні частки компонентів від C1 до C8+ повинні бути в межах, визначених серією ДСТУ EN ISO 12213 (версія, чинна на момент розрахунку) для найкращої невизначеності розрахунку коефіцієнта стисливості.			

Верхня межа компонентів C2 - C8+ може бути перевищена на короткий період часу, тривалість якого визначається суміжними операторами систем, за умови дотримання лімітів відносної густини та числа Воббе. У випадку, якщо C6, C7 та C8+ вимірюються як група (C6+), застосовується ліміт 0,2 відсотка. Ліміт 0,2 відсотка для компонентів C6+ може бути перевищений на короткий період часу, і цей період визначається суміжними операторами систем за умови дотримання лімітів відносної густини, числа Воббе та точки роси за вуглеводнями.

5. Допускається не визначати значення температури точки роси за вуглеводнями, якщо вміст вуглеводнів C5+вищі не перевищує 1 г/м³ або якщо молярна частка вуглеводнів C5+вищі не перевищує 0,03 відсотка.

Загальні примітки:

1. На додаток до обмежень, зазначених вище, природний газ, що постачається, не повинен містити інших складників та/або домішок (включаючи тверді частинки та рідини) у такій кількості, що унеможливило б його транспортування без коригування якості або спеціальної підготовки (очищення).

2. Перерахунок еталонних значень для згорання/вимірювання з стандартних на нормальні умови здійснюється відповідно до ДСТУ ISO 13443. Еталонними стандартами для методів випробувань є ті, що зазначені в ДСТУ EN 16726.

3. При переведенні одиниць вимірювання приймають 1 кВт·год/м³ рівним 3,6 МДж/м³.

4. Природний газ, який передається до газорозподільних систем та який подають споживачам, повинен бути одорованим. В окремих випадках, визначених угодами виробників, імпортерів чи постачальників із споживачами, допускається/дозволяється подача не одорованого природного газу.

5. Мінімальна інтенсивність запаху одорованого природного газу, що передається споживачам, повинна бути не меншою за 3 бали за п'ятибальною шкалою:

0 — запах відсутній; 1 — запах дуже слабкий, невизначений; 2 — запах слабкий, але певний; 3 — запах помірний; 4 — запах сильний; 5 — запах дуже сильний.

6. Для природного газу промислового призначення інтенсивність запаху встановлюється за погодженням із споживачем.

7. Концентраційні межі займання природного газу в суміші з повітрям в об'ємних відсотках становлять: нижня – 4,4, верхня – 17.

8. Температура самозаймання природного газу: 537 °C.

9. Категорія вибухонебезпеки та група вибухонебезпечних сумішей для суміші природного газу з повітрям – ПА та Т1 відповідно.

Додаток 3
до Правил визначення якості
природного газу

ВИМОГИ
до складення документа про якість

Документ про якість природного газу, який вводиться в обіг або надається на ринку, повинен містити:

інформацію про виробника, його уповноваженого представника, імпортера або оператора газотранспортної системи, оператора газорозподільної системи, оператора підземних сховищ газу, оператора установки LNG;

назву суб'єкта господарювання, який передає природний газ;

назву суб'єкта господарювання, який приймає природний газ;

ідентифікацію точки надходження природного газу та/або маршруту переміщення;

період часу, на який поширюються результати вимірювань;

значення компонентного складу природного газу (молярна частка вуглеводнів від C1 до C6+вищі, вуглекислого газу, кисню, азоту та інших компонентів);

значення фізичних показників природного газу (відносна густина, густина, теплота згоряння нижча, теплота згоряння вища, число Воббе вище) із наведенням умов визначення;

значення температури точок роси (температура точки роси за вологою за робочого тиску, температура точки роси за вологою за тиску порівняння із наведенням значення тиску порівняння, температура точки роси за вуглеводнями за робочого тиску);

інформацію про одоризацію газу (в разі її проведення);

значення масової концентрації сірководню, меркаптанової сірки або загальної сірки.

Додаток 4
до Правил визначення якості
природного газу

ЗРАЗОК
для складення маршрутів переміщення природного газу

Маршрут переміщення природного газу для одного джерела даних фізико-хімічних показників:

ЗАТВЕРДЖЕНО

_____ (посада, власне ім'я та прізвище)

“ ___ ” _____ 20__ р.

Маршрут переміщення природного газу № _____

Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу	Опис маршруту переміщення природного газу
	джерело даних фізико-хімічних показників (газотранспортна система/газорозподільна система) _____ (повне найменування та місцезнаходження)
	Газорозподільна станція/газорегуляторний пункт _____ (повне найменування та місцезнаходження)
	об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів) _____ (місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))

Маршрут складено:

_____ (посада)

_____ (власне ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

_____ (посада)

_____ (власне ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

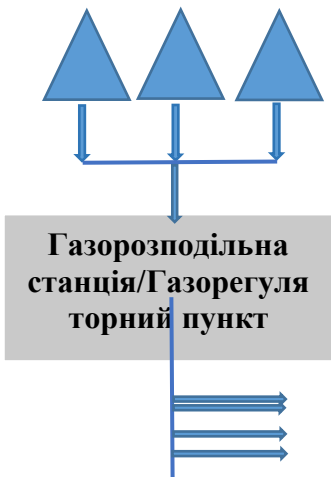
Маршрут переміщення природного газу для двох і більше джерел даних фізико-хімічних показників:

ЗАТВЕРДЖЕНО

_____ (посада, власне ім'я та прізвище)

“ ___ ” _____ 20__ р.

Маршрут переміщення природного газу № _____

Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу	Опис маршруту переміщення природного газу
	<p>джерело даних фізико-хімічних показників (газотранспортна система/газорозподільна система) _____ (повне найменування та місцезнаходження)</p>
	<p>Газорозподільна станція/газорегуляторний пункт _____ (повне найменування та місцезнаходження)</p>
	<p>об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів) _____ (місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))</p>

Маршрут складено:

_____ (посада)

_____ (власне ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

_____ (посада)

_____ (власне ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

Додаток 5
до Правил визначення якості
природного газу

ПЕРЕЛІК
населених пунктів України
(адміністративно-територіальні одиниці), щодо яких встановлені
окремі вимоги до фізико-хімічних показників природного газу

Таблиця 1

Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу від АТ «Укргазвидобування»,
на які не поширюються вимоги Правил визначення якості природного газу

Порядковий номер	Найменування населеного пункту	Точка надходження газу	Примітка
1.	с-ще Солотвино, Тячівський район, Закарпатська область	Солотвинське родовище установка підготовки газу (газорозподільна станція) — Солотвино ЕІС-код точки входу: 56ZE13V01ZKG063S	газ нафтовий

Таблиця 2

ПЕРЕЛІК

населених пунктів України та точок надходження природного газу від АТ «Укрнафта» до газорозподільних систем, щодо яких допускається відхилення від максимальних значень окремих показників, визначених в додатку 2 до Правил визначення якості природного газу, до значень, наведених в цій таблиці

Порядковий номер	Назва газорозподільної станції	ЕІС-код точки надходження газу від АТ «Укрнафта»	Максимальне значення параметра	Найменування населеного пункту	Кількість населених пунктів
1.	Газорозподільна станція «Південна Панасівка»	56ZE30V02SMG009Z	відносна густина: 0,81	села: Столярове, Яловий Окіп, Заруддя, Погожа Криниця Роменського району Сумської області	4
2.	Вузел обліку газу «Стрілковичі»	56ZE22V02LVG115L	відносна густина: 0,85 число Воббе за стандартних умов 25 °C/20 °C: 17,80 кВт·год/м ³ число Воббе за стандартних умов 25 °C/0 °C: 19,10 кВт·год/м ³ теплота згоряння вища за стандартних умов 25 °C/20 °C: 14,35 кВт·год/м ³ теплота згоряння вища за стандартних умов 25 °C/0 °C: 15,40 кВт·год/м ³	м. Самбір; с-ще Дубляни; села: Бережниця, Бісковичі, Ваньовичі, Велика Озими́на, Вільшаник, Городище, Дубрівка, Задністрія, Кульчиці, Лановичі, Максимовичі, Мала Озими́на, Нагірне, П'яновичі, Ралівка, Рудня, Сіде, Стрілковичі, Черхава, Чуква Самбірського району Львівської області	22

Додаток 6
до Правил визначення якості
природного газу

**Визначення фізико – хімічних показників
природного газу для точок входу/виходу до/з ГТС**

1. Компонентний склад природного газу

Визначення компонентного складу природного газу проводиться методом газової хроматографії.

Визначаються всі компоненти природного газу, молярна частка яких перевищує 0,005 відсотка.

Молярна частка метану може бути обчислена, як різниця між 100 відсотками і сумою всіх інших компонентів. «Гексани+ вищі» можуть бути визначені як один компонент з властивостями н-гексану.

В разі застосування потокового хроматографа в конфігурації, яка передбачає визначення вмісту азоту (N₂) разом з киснем (O₂), якщо він міститься в природному газі - вміст кисню (O₂) визначається окремо із застосуванням лабораторного хроматографа. Періодичність вимірювання кисню лабораторним хроматографом – не рідше ніж один раз на місяць.

Відповідно, значення вмісту кисню (O₂) заноситься до документа про якість з позначкою (наприклад, «*») та є інформативним і не впливає на розрахунок компонентного складу та фізико-хімічних показників природного газу.

Визначення вмісту гелію (He) та водню (H₂) може бути додатково виміряне, або враховуватись в компонентному складі газу як умовно постійні компоненти.

Періодичність вимірювання або оновлення значень умовно постійних компонентів – не рідше ніж один раз на рік.

2. Особливості визначення компонентного складу, теплоти згоряння, густини газу, числа Воббе природного газу із застосуванням засобів вимірювальної техніки.

Підготовка до роботи потокового газового хроматографа включає перевірку його працездатності та коректності функціонування.

Перевірка працездатності засобів вимірювальної техніки повинна виконуватися в автоматичному або ручному режимі щодоби, а також підлягає періодичній перевірці відповідно до законодавства.

Критерієм успішності проведеної перевірки працездатності є значення відхилення отриманих при поточній перевірці коефіцієнтів відгуку (RF) для кожного компонента контрольної газової суміші (далі – КГС) від коефіцієнтів відгуку попередньої перевірки. Допустимі відхилення коефіцієнтів відгуку залежно від молярної частки компонента робочої КГС наведені в Таблиці 1.

Таблиця 1. Допустимі відхилення коефіцієнтів відгуку (RF) при регулярній перевірці працездатності

Молярна частка компонента у робочій КГС, %	Допустиме відхилення коефіцієнту відгуку (RF),%
Від 0,001 до 0,005	не регламентується
Від 0,005 до 0,01	±50
Від 0,01 до 0,1	±20
Від 0,1 до 1	±15
Від 1 до 10	±10
Від 10 до 100	±5

Щодобова перевірка коректності роботи потокового хроматографа газового повинна проводитися із використанням робочої КГС в автоматичному режимі відповідно до вимог нормативно-технічної документації власника ВОГ.

Щоденні середньодобові звіти за результатами аналізів газу повинні зберігатися в електронному та/або паперовому вигляді та бути доступними для обох Сторін.

Контрольні газові суміші повинні бути сертифіковані та виготовлені гравіметричним методом з чистих компонентів спеціалізованою організацією.

Власник комерційного ВОГ має право застосовувати в потокових хроматографах газових аналізування 1-го або 2-го типів в залежності від обраної процедури перевірки працездатності відповідно до ДСТУ EN ISO 6974-1.

При аналізуванні 1-го типу для проведення первинного налаштування якості сертифікованих еталонних газових сумішей (СЕГС) можуть бути використані КГС.

Визначені під час первинного налаштування характеристики потокового хроматографа газового повинні бути незмінними. В разі зміни цих характеристик слід провести позачергову перевірку потокового хроматографа газового.

При аналізуванні 2-го типу концентрація компонентів робочої КГС потокового хроматографа газового повинна бути якомога ближче до концентрації відповідних компонентів аналізованого газу. Рекомендується, щоб відносні відхилення значень мольних часток компонентів в робочій КГС та аналізованому газі не перевищували зазначених в таблиці 2.

Таблиця 2. Допустимі відхилення значень молярної частки компонента у робочій КГС відносно значення молярної частки компонента у пробі аналізованого газу

Молярна частка компонента у пробі аналізованого газу, %	Допустиме відхилення у робочій КГС
Від 0,001 до 0,1	±100
Від 0,1 до 1	±50
Від 1 до 10	±10
Від 10 до 50	±5
Від 50 до 100	±3

У випадку, якщо концентрації двох або більше компонентів аналізованого газу відрізняються, принаймні протягом трьох місяців, від концентрації цих компонентів у робочій КГС на величину більшу встановленої у Таблиці 2, робоча КГС підлягає заміні.

Також, незалежно від типу аналізування, робоча КГС повинна замінюватися до закінчення строку чинності.

У разі одержання незадовільних результатів автоматичної перевірки працездатності потокового хроматографа газового проводиться ручна перевірка його працездатності з наступним контролем відтворюваності результатів визначення компонентного складу газу та даними з сертифікату робочої КГС (в якості норм відтворюваності використовують норми наведені в МВХ 04-021).

Якщо дві послідовних ручної перевірки працездатності не дають позитивних результатів, потоковий хроматограф виводять з комерційної експлуатації і визначення компонентного складу проводяться ВЛ/ХАЛ з періодичністю, яка вказана в Протоколах/графіках погодження, до відновлення роботи автоматичних потокових хроматографів газових.

3. Теплота згоряння, густина газу, число Воббе

Визначення нижчої та вищої теплоти згоряння, густини газу, числа Воббе методом газової хроматографії.

При використанні потокового хроматографа газового погодинна вища теплота згоряння, густина газу та число Воббе є середнім арифметичним від проведених вимірювань за годину.

Теплота згоряння за добу є середньозваженим значенням погодинних значень теплоти згоряння.

Теплота згоряння за місяць є середньозваженим значенням значень теплоти згоряння за кожну добу.

Густина газу та число Воббе за газову добу є середньоарифметичним значенням погодинних значень.

Густина газу та число Воббе за газовий місяць є середньоарифметичним значенням значень за кожну газову добу.

4. Особливості визначення температури точки роси за вологою та вуглеводнями з використанням потокових вологомірів

При використанні потокових вологомірів результати вимірювань температури точки роси за вологою та вуглеводнями газу повинні вимірюватися та фіксуватися з періодичністю не менше, ніж 1 раз на годину, в разі вимірювань з періодичністю частіше ніж один раз на годину – за результатами таких вимірювань розраховуються середньо годинні та в наступному середньодобові значення.

Температура точки роси за вологою та вуглеводнями за газову добу розраховуються як середнє арифметичне з результатів вимірювань, отриманих протягом однієї газової доби.

Якщо потоковий засіб вимірювальної техніки є несправним, використовуються дані, виміряні лабораторним (переносним) вологоміром з періодичністю, яка вказана в Протоколах/графіках погодження.

За результатами проведеного контролю якості та/або закінчення газового місяця складається документ про якість, вимоги до якого встановлено у додатку 4.

Вирішення спірних питань щодо якості (проміжне перевіряння).

Арбітражні випробування.

1. Сторони мають право на проведення позачергового контрольного визначення фізико-хімічних показників (далі – ФХП) природного газу у точках надходження/передачі до/з газотранспортної системи (далі – ГТС).

Підставою для проведення позачергового контрольного визначення ФХП природного газу є виникнення спірних питань щодо чисельних значень ФХП, зумовлених невідповідністю параметрів компонентного складу природного газу за результатами контрольних вимірювань.

У разі необхідності проведення позачергової перевірки ФХП природного газу ініціатор письмово повідомляє іншу Сторону із зазначенням місця відбору проби природного газу, дату та час здійснення відбору. За потреби ініціатор забезпечує автотранспорт для проведення відповідних заходів.

2. Контрольний відбір проб та їх аналіз проводиться у присутності представників обох Сторін не пізніше трьох робочих днів з дати надходження письмового повідомлення. Контрольний відбір проводиться у робочий день. За результатами перевірки складається двосторонній Акт.

3. Відбір проб для визначення компонентного складу здійснюється безпосередньо у точці контролю якості, яка є джерелом даних ФХП відповідно до затвердженого маршруту транспортування газу. У разі, якщо вузол обліку газу оснащений засобом вимірювальної техніки, пробу відбирають із точки входу, розташованої на панелі пробовідбірної лінії цього засобу вимірювальної техніки.

4. Обсяг відібраного газу має бути достатнім для проведення визначення кожного ФХП природного газу відповідно до чинних методик, де один аналіз передбачає виконання щонайменше двох послідовних вимірювань, із можливістю здійснення таких аналізів щонайменше у трьох випробувальних лабораторіях.

5. У разі відсутності відтворюваності ФХП газу, визначених випробувальними лабораторіями двох Сторін, відбір проб газу здійснюється у два пробовідбірники. Після відбору на пробовідбірники наносяться захисні наліпки (або пломби) обох Сторін, що унеможливають доступ без їхнього пошкодження. Одночасно складається Акт відбору проб, у якому зазначаються номери балонів, дата, час, умови та точка контролю якості.

6. Визначення ФХП проводиться з одного балона з відібраною пробкою газу. Аналіз у випробувальній лабораторії Сторони 1 виконується у присутності уповноважених представників Сторони 2. Аналогічно, аналіз у випробувальній

лабораторії Сторони 2 проводиться у присутності уповноважених представників Сторони 1.

Після завершення вимірювань залишок газової проби в балоні закривається та фіксується захисними наліпками обох Сторін, після чого передається на зберігання Стороні, яка ініціювала позачергову перевірку.

Отримані результати вимірювань підлягають спільному розгляду та узгодженню між Сторонами. У разі неможливості врегулювання спірних питань шляхом переговорів, арбітражна проба передається арбітражній випробувальній лабораторії для проведення незалежного визначення ФХП. Про час проведення арбітражних випробувань повідомляються всі зацікавлені Сторони та забезпечується можливість присутності їх представників на цих випробуваннях.

7. Розкриття арбітражних проб здійснюється у присутності всіх зацікавлених Сторін. За результатом розкриття оформлюється Акт встановленої форми, який підписується уповноваженими представниками Сторін. У Акті зазначаються дата, час, учасники та умови розкриття проби. У разі письмової відмови будь-якої Сторони від участі в розкритті проби та присутності на випробуваннях, арбітражні випробування проводяться без представників цієї Сторони.

8. Значення ФХП газу, отримані за результатами проведеного аналізу в арбітражній випробувальній лабораторії, є остаточними та обов'язковими для обох Сторін.

9. У разі виявлення пошкодження або порушення цілісності захисних наліпок, наклеєних на балон з арбітражною пробкою газу до моменту передачі її до арбітражній випробувальній лабораторії для проведення аналізу ФХП газу, позачерговий контрольний вимір ФХП газу вважається таким, що не відбувся. Усі витрати, пов'язані з організацією та проведенням позачергового відбору та аналізу проб, незалежно від результату, несе Сторона, яка згідно з спільним актом була відповідальною за збереження встановлених захисних наліпок.

10. У разі розбіжності результатів визначення ФХП з даними, використаними Стороною для цілей обліку, здійснюється перерахунок обсягів переданого-прийнятого природного газу відповідно до погодженої Сторонами Методики.

11. У разі досягнення згоди щодо результатів ФХП ці дані вносяться до документів про якість природного газу.

**Перелік нормативної документації за видами вимірювань
фізико-хімічних показників (ФХП) природного газу**

Назва показника	Позначення і назва нормативних документів
Відбирання проб*	ДСТУ EN ISO 10715:2022 (EN ISO 10715:2022, IDT; ISO 10715:2022, IDT) Природний газ. Відбирання проб
Визначення компонентного складу газу, % мол.	<p>ДСТУ EN ISO 6974-1:2021 Природний газ. Визначення складу та пов'язаної з ним непевності методом газової хроматографії. Частина 1. Загальні засади та обчислювання складу (EN ISO 6974-1:2012, IDT; ISO 6974-1:2012, IDT);</p> <p>ДСТУ EN ISO 6974-2:2021 Природний газ. Визначення складу та пов'язаної з ним непевності методом газової хроматографії. Частина 2. Обчислювання непевності (EN ISO 6974-2:2012, IDT; ISO 6974-2:2012, IDT);</p> <p>ДСТУ ISO 6974-3:2021 Природний газ. Визначення складу та пов'язаної з ним непевності методом газової хроматографії. Частина 3. Прецизійність і зсув (EN ISO 6974-3:2018, IDT; ISO 6974-3:2018, IDT);</p> <p>ДСТУ EN ISO 6974-5:2021 Природний газ. Визначення складу та пов'язаної з ним непевності методом газової хроматографії. Частина 5. Ізотермічний метод для вимірювання вмісту азоту, діоксиду вуглецю, вуглеводнів від C1 до C5 та вуглеводнів C6+ (EN ISO 6974-5:2014, IDT; ISO 6974-5:2014, IDT);</p> <p>ДСТУ ISO 6974-1:2007 Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 1. Настанови щодо спеціалізованого аналізування (ISO 6974-1:2000, IDT);</p> <p>ДСТУ ISO 6974-3:2007 Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 3. Визначення водню, гелію, кисню, азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів до C8 із використанням двох насадкових колонок (ISO 6974-3:2000, IDT);</p> <p>ДСТУ ISO 6974-5:2007 Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 5. Визначення азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів від C1 до C5 та C6+ для лабораторного і потокового процесу із використанням трьох колонок (ISO 6974-5:2008, IDT);</p> <p>МВХ 04-021:2021 «Методика вимірювань компонентного складу природного газу методом газової хроматографії та обчислення густини, відносної густини, теплоти згоряння та числа Воббе»;</p> <p>МБУ 045/05-2011(06-023:2011) Метрологія. Природний газ. Методика виконання вимірювань компонентного складу із застосуванням хроматографів "Кристалл" та обчислення густини, теплоти згоряння і числа Воббе;</p> <p>МБУ 06-063:2011 Метрологія. Природний газ. Методика виконання вимірювань компонентного складу із застосуванням хроматографів НР/АС 6890 та обчислення густини, теплоти згоряння і числа Воббе</p>
Визначення густини, кг/м ³	ДСТУ EN ISO 6976:2020 Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини та числа Воббе на основі компонентного складу (EN ISO 6976:2016, IDT; ISO 6976:2016, IDT);
Визначення густини відносної	МВХ 04-021:2021 «Методика вимірювань компонентного складу природного газу методом газової хроматографії та обчислення густини, відносної густини, теплоти згоряння та числа Воббе»
Визначення теплоти згорання вищої, нижчої, МДж/м ³	ДСТУ ISO 6976:2009 Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу (ISO 6976:1995/Cor.2:1997, Cor.3:1999, IDT);
Визначення числа Воббе вищого, МДж/м ³	МБУ 045/05-2011(06-023:2011) Метрологія. Природний газ. Методика виконання вимірювань компонентного складу із застосуванням хроматографів "Кристалл" та обчислення густини, теплоти згоряння і числа Воббе;

Назва показника	Позначення і назва нормативних документів
	МБУ 06-063:2011 Метрологія. Природний газ. Методика виконання вимірювань компонентного складу із застосуванням хроматографів НР/АС 6890 та обчислення густини, теплоти згорання і числа Воббе
Визначення температури точки роси за вологою, °С	ДСТУ ISO 6327:2004 Аналіз газів. Визначення точки роси природних газів. Конденсаційні гігрометри з охолоджуваною поверхнею; ДСТУ EN ISO 18453:2021 Природний газ. Кореляція між умістом вологи та точкою роси за водою (EN ISO 18453:2005, IDT; ISO 18453:2004, IDT)
Температура точки роси за вуглеводнями, °С	ДСТУ ISO/TR 11150:2016 Природний газ. Точка роси вуглеводнів та вміст вуглеводнів; ДСТУ EN ISO 23874:2021 Природний газ. Вимоги до аналізування методом газової хроматографії для обчислювання точки роси за вуглеводнями; ДСТУ ISO/TR 12148:2016 Природний газ. Калібрування приладів з охолодженням дзеркалом для визначення точки роси вуглеводнів
Визначення вмісту сірководню та меркаптанової сірки, г/м ³	ДСТУ ISO 6326-1:2015 Природний газ. Визначення сполук сірки. Частина 1. Загальні положення (ISO 6326 -1:2007, IDT); ДСТУ ISO 6326-3:2015 Природний газ. Визначення сполук сірки. Частина 3. Визначення сірководню, меркаптанової сірки та карбонілсульфідної сірки потенціометричним методом (ISO 6326-3:1989, IDT); МБУ 058/05-2014 Метрологія. Природний газ. Методика виконання вимірювань масової концентрації сірководню та меркаптанової сірки фотоколориметричним методом; ДСТУ ISO 19739:2015 (ISO19739:2004/Cor.1:2009, IDT) «Природний газ. Визначення сполук сірки методом газової хроматографії»

** для місць відбору проб, що були введені в експлуатацію або підлягають ремонту/реконструкції після моменту надання чинності ДСТУ EN ISO 10715:2022 «Природний газ. Відбирання проб»;*

Чинність нормативних документів та інших документів, на які є посилання в цьому НД, перевіряють згідно з: офіційним вебпорталом органу законодавчої влади в Україні (<https://www.rada.gov.ua/>) та з офіційними виданнями національного органу стандартизації.

Якщо нормативний документ, на який є посилання, замінено новим або до нього внесено зміни, треба застосовувати новий нормативний документ, охоплюючи всі внесені зміни до нього. Якщо посилковий нормативний документ скасовано без заміни - положення нормативного документу, де на нього посилаються, застосовують за винятком наданого посилання.