

ЗАТВЕРДЖЕНО

Наказ Міністерства енергетики України

« ____ » _____ 2024 року № ____

Правила технічної експлуатації систем газопостачання

I. Сфера застосування

1. Правила встановлюють основні технічні та організаційні вимоги до експлуатації (у тому числі до робіт, пов'язаних з технічним обслуговуванням та реконструкцією) систем газопостачання природного газу з надлишковим тиском не більше 1,2 МПа, до експлуатації та обслуговування димоходів, димових і вентиляційних каналів та систем комунально-побутових об'єктів, житлових і громадських будинків, вимоги до організації виконання робіт та ведення технічної документації при експлуатації таких об'єктів.

2. Дія Правил поширюється на всіх суб'єктів ринку природного газу, суб'єктів господарювання, що виконують роботи з технічного обслуговування димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових і громадських будинків, їх випробування та ремонту, а також суб'єктів господарювання незалежно від форм власності та організаційно-правової форми, що проводять роботи на об'єктах газової інфраструктури, газовикористовуючих установках та обладнанні, внутрішньобудинкових системах газопостачання, газових мережах зовнішнього та внутрішнього газопостачання, а також об'єктах та спорудах, основному і допоміжному обладнанні, що використовується для забезпечення безпечного та надійного газопостачання, суб'єктів господарювання незалежно від форм власності та організаційно-правової форми, що проводять роботи в межах охоронних зон систем газопостачання (далі – суб'єкти господарювання).

Крім того, вимоги цих Правил поширюються на співвласників багатоквартирних будинків, власників (орендарів (наймачів), управителя) газифікованих будівель, індивідуальних (садибних) житлових будинків, квартир, приміщень (у тому числі житлових).

Вимоги цих Правил в частині вимог до технічної експлуатації внутрішньобудинкових систем газопостачання (мереж спільної власності) у дво- та багатоквартирних будинках, включаючи гуртожитки, вимог до експлуатації та виконання робіт з технічного обслуговування димових і вентиляційних каналів багатоквартирних будинків, а також вимог до технічної експлуатації котелень, що належать співвласникам таких будинків на праві

спільної сумісної власності (дахових, прибудованих та/або таких, що розташовані на прибудинковій території), поширюються на управителя багатоквартирного будинку, об'єднання співвласників багатоквартирних будинків, житлово-будівельних (житлових, обслуговуючих) кооперативів та іншу уповноважену співвласниками багатоквартирного будинку особу (далі – співвласники та/або управитель багатоквартирного будинку) в межах повноважень та зобов'язань, визначених відповідно до чинного законодавства України.

3. Ці Правила не встановлюють вимоги до технічної експлуатації:

технологічних газопроводів і газового обладнання хімічних, нафтохімічних, нафтодобувних, нафтопереробних виробництв та підприємств чорної металургії; дослідних і експериментальних агрегатів та установок, а також установок, що використовують енергію вибуху повітряних сумішей, й установок для отримання захисних газів;

систем газопостачання для забезпечення споживачів природними горючими газами нафтових, газових і газоконденсатних родовищ і газоповітряними сумішами на їх основі з надлишковим тиском понад 1,2 МПа;

обладнання підвищеної небезпеки виробництва біогазу.

4. В умовах воєнного стану забезпечення виконання цих Правил здійснюється з урахуванням відповідних наслідків, спричинених воєнними діями на території України, необхідності виконання робіт на об'єктах газопостачання відповідно до Кодексу цивільного захисту України та Закону України «Про протимінну діяльність в Україні».

II. Терміни та визначення понять

1. У цих Правилах терміни вживаються у таких значеннях:

1) аварійна ситуація – порушення меж та/або умов безпечної експлуатації об'єкта системи газопостачання (устаткування, обладнання), яке не перейшло в аварію, за якого всі несприятливі впливи джерел небезпеки на персонал, населення і навколишнє природне середовище утримуються в прийнятних межах за допомогою відповідних технічних способів і засобів, та потребує невідкладних дій;

2) аварія на об'єкті системи газопостачання – небезпечна подія техногенного характеру, що виникла внаслідок пожежі, вибуху, викиду (витоку в значних обсягах) природного газу тощо під час експлуатування об'єкта системи газопостачання, яка спричинила його зруйнування, та/або загибель (травмування) людей, та/або зруйнування будівель, споруд чи конструкцій

об'єкта, що створює загрозу життю та здоров'ю людей, навколишнє природне середовище на території об'єкта та/або за його межами;

3) блокування – комплекс заходів, які забезпечують неможливість пуску природного газу або вмикання газовикористовуючої установки/обладнання при порушенні вимог безпеки;

4) ввідний газопровід – ділянка газопроводу від вимикаючого пристрою, що на вводі в будинок (при встановленні вимикаючого пристрою зовні будинку) до внутрішнього газопроводу безпосередньо всередині будинку, включаючи газопровід, прокладений в футлярі через стіну будинку;

5) внутрішній газопровід – ділянка газопроводу від газопроводу-вводу (при установці вимикаючого пристрою всередині будинку) або від ввідного газопроводу до місця підключення газового приладу, газовикористовуючої установки, теплового агрегату тощо;

6) внутрішньобудинкові системи газопостачання у багатоквартирному будинку (мережі спільної власності) – газові мережі та обладнання від запірного пристрою на вводі в будинок до точки приєднання житлового (нежитлового) приміщення, а саме до запірних пристроїв, включно перед місцями підключення газовикористовуючого обладнання (пристроїв), газоспоживаючого обладнання, теплових агрегатів;

7) вузол обліку природного газу/вузол обліку/ВОГ – сукупність засобів вимірювальної техніки, зокрема лічильник газу або звужуючий пристрій, та допоміжних засобів, призначених для вимірювання, реєстрації результатів вимірювання та розрахунків об'єму природного газу, зведених до стандартних умов, визначених чинним законодавством України;

8) газове господарство – об'єкт (об'єкти) системи газопостачання, що на законних підставах перебуває у власності та/або користуванні суб'єкта господарювання або належить співвласникам багатоквартирного будинку на праві спільної сумісної власності;

9) газове обладнання – технічні вироби (зокрема компенсатори, регулятори тиску, засоби автоматики тощо), що використовуються як складові елементи системи газопостачання;

10) газовикористовуючі установки та обладнання – обладнання, що використовує природний газ як паливо (котли, теплогенератори, обладнання радіаційної або конвективної дії, виробничі печі, технологічні лінії, утилізатори, плити газові та інші установки) у тому числі для вироблення теплової та

електричної енергії, для опалення, гарячого водопостачання та на технологічні потреби виробництв, а також для задоволення спільних побутових потреб співвласників у багатоквартирному будинку;

11) газорегуляторний пункт – комплекс обладнання для зниження тиску природного газу і підтримання його на заданому рівні, розташований в будівлях (окремо розташованих або прибудованих до інших будинків) та приміщеннях, вбудованих в будинки, а також на відкритих майданчиках;

12) газорегуляторна установка – комплекс обладнання для зниження тиску природного газу та підтримання його на заданому рівні, змонтований безпосередньо на місці та розташований у приміщенні, в якому розміщені установки, які використовують природний газ, або в суміжному з ним приміщенні, сполученому відкритим отвором;

13) засоби вимірювальної техніки – засоби вимірювань, вимірювальні системи, матеріальні міри, стандартні зразки та будь-які частини засобів вимірювань або вимірювальних систем, якщо ці частини можуть бути об'єктом спеціальних вимог та окремого оцінювання відповідності;

14) запобіжно-запірний клапан – пристрій для автоматичного припинення подачі природного газу до споживача при неприпустимому (за умовами експлуатації) підвищенні або зниженні тиску природного газу в контрольованій точці за регулятором тиску;

15) запобіжно-скидний клапан – пристрій для автоматичного видалення в атмосферне повітря надлишкового обсягу природного газу з газопроводу при неприпустимому (за умовами експлуатації) підвищенні в ньому тиску природного газу;

16) інвентарна заглушка – від'ємна деталь (різьбова або фланцева), яка забезпечує герметичне закриття труби, отворів, штуцерів або бобишок.

Листова заглушка повинна мати хвостовик, пофарбований в червоний колір, з нанесеними ударним методом значеннями P_y/D_y (МПа/мм);

17) історичні дані – датована документально засвідчена інформація про технічний стан газопроводів, яка отримана під час технічних обстежень систем газопостачання з початку експлуатації, а також дані, отримані під час останнього технічного обстеження газопроводів системи газопостачання, та може бути використана як достовірна при поточному визначенні технічного стану газопроводу.

18) комбінований будинковий регулятор тиску природного газу – газорегулююче обладнання (регулятор тиску) для постачання природного газу низького тиску до споживачів за витрати не більше 10 м³/год та вхідного тиску до 0,6 МПа, в якому скомпоновані (з'єднані) і незалежно працюють пристрої:

безпосередньо регулятор тиску;
автоматичний запірний пристрій (запобіжно-запірний клапан);
запобіжно-скидний клапан;

19) комунально-побутовий об'єкт виробничого призначення – підприємство, на якому природний газ використовується для вироблення продукції;

20) комунально-побутовий об'єкт невиробничого призначення – підприємство, на якому природний газ використовується виключно для потреб опалення та/або гарячого водопостачання;

21) комунально-побутовий об'єкт – об'єкт виробничого та невиробничого призначення;

22) надземний газопровід – газопровід, прокладений на окремо розташованих опорах, колонах, естакадах, етажерках та по стінах будівель;

23) наземний газопровід – газопровід, прокладений на поверхні землі з обвалуванням або без обвалування;

24) небезпечна концентрація природного газу у повітрі – концентрація (об'ємна частина природного газу) у повітрі, яка більша або дорівнює 20 відсотків нижньої концентраційної межі поширення полум'я (вибуховості);

25) опалювальне газовикористовуюче обладнання – технічні вироби повної заводської готовності, що використовують природний газ як паливо для виробництва теплової енергії;

26) охоронна зона об'єктів газорозподільної системи – територія, обмежена умовними лініями, уздовж наземних, надземних і підземних газопроводів та їх споруд, пунктів редукування газу, засобів електрохімічного захисту по обидва боки від крайніх елементів конструкції розподільчих газопроводів та по периметру наземних споруд, на якій обмежується провадження господарської та іншої діяльності;

27) періодичний огляд – обхід з певною періодичністю з метою нагляду за станом герметичності газопроводів і споруд на них, станом газового обладнання

та засобів електрохімічного захисту візуальним оглядом та за допомогою приладів (газоаналізаторів, течешукачів тощо);

28) підземний газопровід – газопровід природного газу, прокладений у траншеї та засипаний ґрунтом відповідно до вимог, Кодексу усталеної практики України 2:2021 «Газорозподільчі системи. Рекомендації щодо проектування, будівництва, контролювання за будівництвом, введення та виведення з експлуатації газорозподільчих систем», затвердженого наказом Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 18 листопада 2021 року № 445 (далі – Кодекс 2:2021) та ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання», затверджених наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 15 листопада 2018 року № 305 (далі – ДБН В.2.5-20:2018).

29) поточний ремонт – ремонт, призначений для постійного підтримання працездатності систем газопостачання, усунення дефектів і витоків природного газу, виявлених при технічному обслуговуванні, комплекс операцій з розбиранням, відновленням або заміною деталей, вузлів, обладнання, агрегатів (або їх частин);

30) пункт редукування природного газу – загальне позначення комплексів обладнання для зниження тиску природного газу та підтримання його на заданому рівні, а саме: газорегуляторний пункт, газорегуляторний пункт блоковий, шафовий газорегуляторний пункт, газорегуляторна установка, підземний газорегуляторний пункт;

31) пункт редукування природного газу із засобами телеметричного контролю або диспетчеризації – пункт редукування природного газу з засобами передачі даних на диспетчерський пункт суб'єкта господарювання, який здійснює його експлуатацію, з метою контролю технологічних параметрів роботи в реальному часі та інформування про позаштатні ситуації;

32) режим консервації – режим, при якому газопроводи газовикористовуючої установки (обладнання, посудини) звільнені від природного газу, пропарені (продуті інертним газом), захищені від корозії, відключені за допомогою інвентарних заглушок;

33) режим резерву – стан газовикористовуючої установки, при якому природний газ не спалюється і тиск природного газу в газопроводах відсутній, а запірні арматури на відводі газопроводу (газопроводі-відводі) до установки повинні бути в положенні «закрито»;

34) розподільні газопроводи – майновий виробничий комплекс, що складається з організаційно та технологічно пов'язаних об'єктів, призначених для розподілу природного газу;

35) сигналізація – пристрої, які забезпечують подання звукового або світлового сигналів при досягненні попереджувального значення контрольованого параметра;

36) система газопостачання – технічний комплекс трубопроводів та інженерних споруд, до складу яких входять об'єкти газової інфраструктури, газовикористовуючі установки та обладнання, внутрішньобудинкові системи газопостачання, газові мережі внутрішнього газопостачання, а також об'єкти та споруди, основне і допоміжне обладнання, що використовується для забезпечення безпечного та надійного газопостачання надлишковим тиском не більше 1,2 МПа, окрім систем газопостачання газовидобувних підприємств;

37) скидний трубопровід – трубопровід, призначений для скидання в атмосферне повітря природного газу при спрацьовуванні захисних пристроїв із тим, щоб тиск природного газу в контрольованій точці не перевищував заданого;

38) складні інженерно-геологічні умови – наявність ґрунтів з особливими властивостями (просідаючі, здимані та інші) або можливість розвитку небезпечних геологічних процесів (карст, зсувів тощо), а також підроблювані території, сейсмічні райони, райони з водонасиченими ґрунтами;

39) споживач – фізична особа, фізична особа – підприємець або юридична особа, яка отримує природний газ на підставі договору постачання природного газу з метою використання для власних потреб, а не для перепродажу, або використання як сировини;

40) споруди – складові системи газопостачання, встановлені на газопроводах та безпосередньо пов'язані з землею (колодязь, конденсатозбірники, ковер тощо);

41) теплогенератор (проточний та/або ємнісний газовий водонагрівач, малометражний газовий котел та інше опалювальне газове обладнання) – джерело тепла, тепловою потужністю до 100 кіловат включно, у якому для нагрівання теплоносія, що надходить до системи опалення і гарячого водопостачання, використовується енергія, утворена при згорянні газового палива;

42) технічна документація – комплект документів, що складається з проєктної та виконавчої документації (будівельно технічні паспорти, акти, протоколи тощо) та відображає фактичне виконання проєктних рішень і

фактичне положення будівель, споруд і їх елементів на всіх стадіях будівництва у міру їх завершення та документація, що складається під час експлуатації систем газопостачання (експлуатаційні паспорти тощо);

43) технічне обслуговування системи газопостачання – системи періодичних обходів (оглядів), які дають змогу утримувати обладнання в справному стані;

44) технічне обстеження систем газопостачання – комплекс планових робіт з визначення технічного стану систем газопостачання. Роботи з технічного обстеження систем газопостачання складаються з комплексного приладового обстеження газопроводів, перевірки якості захисного покриття та металу труби, шурфового обстеження приладовими методами, перевірки стану електрохімічного захисту та якості зварних стиків у разі необхідності;

45) трубопровід безпеки – газопровід, призначений для запобігання попаданню в топку природного газу, який просочується при продуванні через негерметичність контрольного вимикаючого пристрою, а також через негерметичність головного та контрольного вимикаючих пристроїв при непрацюючому агрегаті, пуску та запалюванні пальників.

Газопровід безпеки з'єднує з атмосферним повітрям ділянку газопроводу, розміщену між робочим та контрольним вимикаючими пристроями;

46) шафований газорегуляторний пункт – комплекс обладнання для зниження тиску природного газу та підтримання його на заданому рівні, повністю змонтований в заводських умовах, розташований в металевій шафі;

Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у Цивільному кодексі України, Законах України «Про ринок природного газу», «Про житлово-комунальні послуги», Кодексі газорозподільних систем, затвердженому постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2494, зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1379/27824 (далі – Кодекс ГРМ), Порядку технічного обслуговування внутрішньобудинкових систем газопостачання у багатоквартирному будинку, затвердженому наказом Міністерства енергетики України від 29 вересня 2023 року № 292, зареєстрованому в Міністерстві юстиції України 04 жовтня 2023 року за № 1741/40797 (далі – Порядок ТО ВБСГ), Порядку технічного огляду, обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану, здійснення запобіжних заходів для безаварійного експлуатування систем газопостачання, затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 24 жовтня 2011 року № 640, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 21 листопада 2011 року за № 1326/20064

(далі – Порядок технічного огляду), ДБН А.2.2-3:2014 «Склад та зміст проектної документації на будівництво», затвердженого наказом Мінрегіону від 04 червня 2014 року № 163, ДБН В.2.5-20:2018, ДБН В.2.5-41:2009 «Газопроводи з поліетиленових труб. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво», затвердженого наказом Міністерства регіонального розвитку та будівництва України від 29 грудня 2009 року № 697, ДСТУ Б В.2.5-29:2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Система газопостачання. Газопроводи підземні сталеві. Загальні вимоги до захисту від корозії», затверджений наказом Міністерства будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України від 22 грудня 2006 року № 424 (далі – ДСТУ Б В.2.5-29:2006), ДСТУ EN 12327:2017 (EN 12327:2012, IDT) «Газова інфраструктура. Випробовування тиском, введення та виведення з експлуатації. Функційні вимоги», затверджений наказом Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 13 червня 2017 року № 151 (далі – ДСТУ EN 12327:2017), Кодексі 2:2021, Правилах технічної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України від 25 липня 2006 року № 258 (у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 лютого 2012 року № 91), зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 25 жовтня 2006 року за № 1143/13017 (далі – ПТЕЕС), Правилах улаштування електроустановок, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 липня 2017 року № 476 (далі – ПУЕ).

2. У цих Правилах вживаються такі скорочення:

АДС – аварійно-диспетчерська служба;
 БКБ – багатоквартирний будинок;
 ВОГ – вузол обліку газу;
 ВТВ – виробничо-технологічні витрати та втрати;
 ВБСГ – внутрішньобудинкові системи газопостачання;
 ГДК – гранично допустима концентрація;
 ГРП – газорегуляторний пункт;
 ГРПБ – газорегуляторний пункт блоковий;
 ГРС – газорозподільча станція;
 ГРУ – газорегуляторна установка;
 ГРМ – газорозподільна система;
 ЕХЗ – електрохімічний захист;
 ЗВТ – засіб вимірювальної техніки;
 ЗЗК – запобіжно-запірний клапан;
 ЗЗП – запобіжно-запірний пристрій;
 ЗП – запалювальний пристрій;
 ЗСК – запобіжно-скидний клапан;
 ІКС – інформаційно-комунікаційна система;
 КБРТ – комбінований будинковий регулятор тиску природного газу;

КВП – контрольно-вимірювальний пункт;
 КПО – комплексне приладове обстеження;
 КСЗІ – комплексна система захисту інформації;
 НВ – нормально відкрито;
 НЗ – нормально закрито;
 НКМЗ – нижня концентраційна межа займистості;
 ПІВ – пальники інфрачервоного випромінювання зі світлими випромінювачами;
 ПГРП – підземний газорегуляторний пункт;
 ПРГ – пункт редукування природного газу;
 ТЕС – теплова електростанція;
 ТЕЦ – теплоелектроцентрально;
 ТО ВБСГ – технічне обслуговування внутрішнього будинкових систем газопостачання;
 ШГРП – шафний газорегуляторний пункт.

III. Загальні положення

1. Суб'єкт господарювання для виконання робіт з технічної експлуатації систем газопостачання чи обслуговування димоходів, димових і вентиляційних каналів та систем повинен відповідати вимогам, що встановлені цими Правилами та іншими чинними нормативно-правовими актами.

2. Власник (орендар (наймач) та/або управитель, співвласники та/або управитель БКБ) газифікованих будівель, будинків, квартир, приміщень, об'єктів забезпечує утримання систем газопостачання та димоходів, димових і вентиляційних каналів та систем відповідно до вимог чинного законодавства України та цих Правил.

3. Власник (орендар (наймач) та/або управитель, співвласники та/або управитель БКБ) газифікованих будівель, будинків, квартир, приміщень, об'єктів відповідає за технічний стан і безпечне користування газопроводами та спорудами на них, газовим обладнанням, газовикористовуючими установками та обладнанням, димовими та вентиляційними каналами, відповідно до вимог чинного законодавства України та цих Правил.

4. Системи газопостачання, що споруджуються, реконструюються, експлуатуються, мають відповідати проєктній документації, чинним нормативно-правовим актам, вимогам технічної документації заводів-виробників та вимогам цих Правил.

5. Суб'єктом господарювання має бути організовано систематичну підготовку та підвищення кваліфікації персоналу, який експлуатує системи

газопостачання чи обслуговує димоходи, димові й вентиляційні канали та системи.

Періодичність перевірки персоналу на визначення рівня знань цих Правил і виробничих інструкцій має проводитись:

один раз на дванадцять місяців для осіб, відповідальних за газове господарство та персоналу, який безпосередньо обслуговує діючі системи газопостачання, або виконує на них налагоджувальні, монтажні, ремонтні роботи чи профілактичні випробування, а також для персоналу, який організовує, відповідає, контролює виконання робіт на діючих системах газопостачання, або безпосередньо їх проводить;

один раз на три роки для інженерно-технічних працівників, які не належать до осіб, зазначених в абзаці 3 цього пункту, пов'язаних з експлуатацією та ремонтом систем газопостачання.

Вимоги до організації навчання та перевірки персоналу на визначення рівня знань цих Правил встановлюються чинним законодавством України.

6. Вимоги до виконання робіт з технічної експлуатації систем газопостачання та дій персоналу під час ліквідації й локалізації аварійних ситуацій визначаються посадовими, робочими, виробничими (технологічними) інструкціями та/або технологічними картами, цими Правилами та іншими чинними нормативно-правовими актами з питань експлуатації систем газопостачання.

Посадові, робочі інструкції, виробничі (технологічні) інструкції та/або технологічні карти розробляють структурні підрозділи суб'єкта господарювання з урахуванням місцевої специфіки на підставі чинних нормативно-правових актів, інструкцій заводів-виробників обладнання та цих Правил.

Номенклатуру, порядок розроблення, перегляду, затвердження і скасування інструкцій встановлює суб'єкт господарювання відповідно до вимог чинного законодавства України.

7. Для забезпечення належної технічної експлуатації ГРМ та своєчасного вжиття заходів зі зменшення фактичних ВТВ оператор газорозподільної системи (далі – Оператор ГРМ), щомісячно аналізує фактичні ВТВ природного газу в розрізі кожної ГРС/точки входу.

Аналіз фактичних ВТВ проводиться на основі кількості отриманого, реалізованого природного газу та розрахункових ВТВ природного газу, пояснень причин відхилень.

Оператор ГРМ щороку оцінює досягнені результати щодо зменшення ВТВ в ГРМ за останні десять років та розробляє заходи з їх зменшення.

8. Планування та розвиток ГРМ проводиться з урахуванням вимог Кодексу ГРМ.

9. Рекомендований термін експлуатації систем газопостачання повинен встановлюватись з урахуванням вимог заводів-виробників:

- газопроводи сталеві – сорок років;
- газопроводи з полімерних матеріалів – п'ятдесят років;
- ПРГ – двадцять п'ять років;
- засоби ЕХЗ – десять років.

Термін експлуатації систем газопостачання може бути продовжений рішенням комісії за результатами комплексного приладового обстеження з урахуванням вимог Порядку технічного огляду.

10. Інтенсивність запаху природного газу необхідно перевіряти органолептичним та/або приладовим методом відповідно до вимог, встановлених чинним законодавством України.

Пункти контролювання і періодичність відбирання проб встановлюються Оператором ГРМ залежно від ступеня автоматизації одоризації природного газу, що подається до газорозподільної мережі, особливостей системи газопостачання (кільцева, тупикова схема).

Перевірки інтенсивності запаху природного газу за наявності в точках надходження природного газу автоматичних одоризаційних установок здійснюється не рідше ніж два рази на рік.

Перевірки інтенсивності запаху природного газу в «кільцевих» системах газопостачання (більше однієї точки надходження природного газу) та «тупикових» системах газопостачання (одна точка надходження природного газу) здійснюється не рідше ніж один раз на три місяці.

11. Перевірка наявності вологи та конденсату в ГРМ, їх видалення здійснюються Оператором ГРМ з періодичністю, що виключає можливість утворення «рідинних пробок».

12. Контроль за додержанням вимог цих Правил в межах повноважень, встановлених Законом України «Про ринок природного газу», здійснює Держенергонагляд.

13. Технічна документація на об'єкти систем газопостачання, що експлуатуються, повинна зберігатися у власника (крім систем газопостачання житлових будинків).

Перелік документів, що входить до технічної документації, наведено у додатку 1 до цих Правил.

Технічна документація на об'єкти систем газопостачання передається на зберігання Оператору ГРМ у випадках укладання угоди на здійснення Оператором ГРМ технічного обслуговування і ремонту, а також при передачі на баланс Оператору ГРМ об'єктів систем газопостачання, відповідно до пункту 2 глави 1 розділу III Кодексу ГРМ.

Технічна документація на об'єкти ГРМ, що експлуатуються Оператором ГРМ та систем газопостачання житлових будинків зберігається в Оператора ГРМ.

У разі повної або часткової втрати технічної документації її відновлення проводиться Оператором ГРМ (у тому числі житлових будинків), а для інших об'єктів у випадках передачі документації на зберігання відповідно до абзацу третього цього пункту. В інших випадках відновлення технічної документації проводиться власником об'єкта системи газопостачання. Відновлення відсутньої технічної документації діючих об'єктів систем газопостачання проводиться у відповідності до положень глави 11 розділу V цих Правил.

14. При технічній експлуатації систем газопостачання необхідно виконувати вимоги Порядку технічного огляду, в частині повноти обсягів робіт, але не зменшувати вимоги цих Правил, при встановленні періодичності виконання робіт цими Правилами, що є відмінними від Порядку технічного огляду, та слід дотримуватись періодичності виконання робіт, передбачених цими Правилами.

15. Періодичний огляд та технічне обстеження систем газопостачання, оцінка та паспортизація технічного стану об'єктів систем газопостачання, визначення можливості подальшої експлуатації газопроводів, здійснення запобіжних заходів для безаварійної експлуатації об'єктів систем газопостачання, а також забезпечення промислової, пожежної та техногенної безпеки й охорони навколишнього природного середовища на цих об'єктах здійснюються відповідно до вимог Порядку технічного огляду та інших вимог чинних нормативно-правових актів.

16. У житлових будинках при відселенні з них мешканців і переведенні їх з житлового фонду в нежитловий фонд (офіс, магазин, бар, кафе тощо) квартирну систему газопостачання необхідно від'єднувати від внутрішньобудинкової газової мережі.

З метою унеможливлення витоків природного газу транзитні газопроводи, що проходять крізь приміщення, не повинні мати різьбових з'єднань.

17. На системи газопостачання необхідно складати експлуатаційні паспорти відповідно до вимог цих Правил.

У паспорті необхідно зазначати основні технічні характеристики об'єктів систем газопостачання, а також дані про їх ремонт, реконструкцію, заміну обладнання тощо.

Рекомендовані форми експлуатаційних паспортів наведені у відповідних додатках до цих Правил, а саме для:

газопроводу у додатку 2 до цих Правил;

газового колодязя у додатку 3 до цих Правил;

ПРГ (ГРП, ГРПБ, ПГРП, ГРУ, ШГРП) у додатку 4 до цих Правил;
установки електрохімічного захисту у додатку 5 до цих Правил;
ізолюючого з'єднання наведена у додатку 6 до цих Правил.

Відповідальним за складання паспортів і внесення записів про виконані роботи на об'єктах систем газопостачання є суб'єкт господарювання, який здійснює його експлуатацію.

18. Надземні, наземні й внутрішні газопроводи, а також арматура, повинні бути захищені від атмосферної корозії та пофарбовані згідно з вимогами ДБН В.2.5-20:2018 та вимогами встановленими чинним законодавством України.

На запірній арматурі повинно бути зазначено напрямок обертання при відкритті та перекритті арматури.

На газопроводах підприємств, котелень, ПРГ повинно бути позначення напрямку потоку природного газу.

19. З метою забезпечення безпечних умов експлуатації та виключення можливості пошкодження газорозподільної системи вздовж її траси в межах охоронної зони шириною 2 м з обох боків від зовнішньої стінки газопроводу, що зазначається в плані, та не допускаються:

обмеження доступу обслуговуючого персоналу у світлу пору доби, а при аварійній ситуації – цілодобово;

складування матеріалів і устаткування;

ведення земляних та будівельно-монтажних робіт;

садіння дерев;

улаштування стоянок автотранспорту, гаражів та інших споруд, у тому числі тимчасових;

зливання корозійно-активних речовин.

У разі порушення вимог щодо охоронних зон об'єктів системи газопостачання власник системи газопостачання інформує відповідні органи згідно з вимогами чинного законодавства України.

IV. Вимоги до введення та виведення з експлуатації системи газопостачання

1. Прийняття в експлуатацію об'єктів системи газопостачання після закінчення їх будівництва, реконструкції або капітального ремонту здійснюється відповідно до вимог Порядку прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 13 квітня 2011 року № 461 (у редакції постанови Кабінету Міністрів України від 08 вересня 2015 року № 750) та з урахуванням вимог ДСТУ EN 12327:2017, Кодексу 2:2021 та цих Правил.

2. На об'єктах виробничого призначення перед введенням їх в експлуатацію мають бути проведені пусконаладжувальні роботи. Акт приймання об'єкта системи газопостачання для проведення пусконаладжувальних робіт складається за рекомендованою формою, наведеною у додатку 7 до цих Правил.

3. Підключення (врізання) до діючої ГРМ здійснюється Оператором ГРМ.

4. На об'єктах систем газопостачання, що не введені в експлуатацію протягом шести місяців з дня їх останнього випробовування, власниками цих систем забезпечується проведення повторних випробовувань на герметичність газопроводів, перевірка роботи установок ЕХЗ, стану димоходів, димових і вентиляційних каналів та систем, комплектності й справності газового обладнання, арматури, ЗВТ, засобів автоматизації, сигналізації та протиаварійного захисту в тих же обсягах, що і при прийнятті об'єкта.

Заборонено введення в експлуатацію незакінчених будівництвом об'єктів систем газопостачання, зокрема підземних сталевих газопроводів, не забезпечених ЕХЗ від корозії.

5. Пуск природного газу до системи газопостачання прийнятої в експлуатацію після завершення її будівництва, реконструкції або капітального ремонту виконується Оператором ГРМ.

Межа балансової належності та експлуатаційної відповідальності між Оператором ГРМ та власником збудованої системи газопостачання визначається в акті розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін, з описовим та графічним зображенням даних меж, який складається у довільній формі.

Межі експлуатаційної відповідальності в БКБ визначаються відповідно до Закону України «Про житлово-комунальні послуги» та Порядку ТО ВБСГ.

Акт розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін в БКБ між Оператором ГРМ та співвласниками БКБ може бути складений та підписаний за згодою сторін.

Пуск природного газу до об'єкта системи газопостачання, прийнятого в експлуатацію від межі балансової належності власника (орендаря (наймача) та/або управителя, співвласників та/або управителя БКБ) системи газопостачання здійснюється Оператором ГРМ після укладання договору на технічне обслуговування системи газопостачання або наявної газової служби та відповідних договорів з надавачами послуг з розподілу та постачання природного газу.

6. Всі об'єкти систем газопостачання і газове обладнання перед їх підключенням до діючих газопроводів, а також після ремонту підлягають зовнішньому огляду та опресовуванню повітрям, згідно з пунктами 6–9 глави 8, розділу V цих Правил

7. Підключення газопроводів без зниження тиску (безвогнева врізка за допомогою пристосувань, що унеможливають вихід та горіння природного газу в робочій зоні) або зі зниженням тиску (вогнева врізка) необхідно проводити з використанням устаткування, яке забезпечує проведення робіт згідно з затвердженими технічним керівником виробничими інструкціями.

8. Здійснення електрогазозварювання та різання газопроводів на діючих газопроводах необхідно проводити відповідно до вимог пункту 9 глави 8 розділу V цих Правил при з'єднанні з іншими газопроводами.

9. Під час пуску природного газу газопроводи потрібно продувати природним газом до витіснення повітря.

Закінчення продування газопроводів визначають аналізом проб, відібраних в місці виходу газоповітряної суміші з газопроводу, що продувається, або спалюванням цих відібраних проб.

Об'ємна частка кисню у пробі природного газу не повинна перевищувати 1 відсоток, а згоряння відібраних проб природного газу має проходити стабільно, без спалахів.

10. Газоповітряна суміш під час продування газопроводів має випускатися в місця, де неможливе її потрапляння в обмежений простір (приміщення, сходові клітини, димоходи, вентиляційні канали тощо), а також займання від будь-якого джерела вогню.

Продувну свічку в місці проведення робіт рекомендовано встановлювати так, щоб газоповітряна суміш з неї виходила на висоті не менше ніж 2,5 м від поверхні землі.

Місце випуску газоповітряної суміші має бути огорожене.

11. Після врізання відгалужень у діючий газопровід місце з'єднання необхідно перевіряти на герметичність (щільність) приладовим методом або за допомогою мильної емульсії під робочим тиском природного газу в системі газопостачання.

12. Перелік робіт, що входять до складу робіт з виведення з експлуатації системи газопостачання:

від'єднання об'єктів споживачів;

виконання робіт з від'єднання (механічного від'єднання, обрізування тощо) газопроводів та газового обладнання, пов'язаних зі зміною схеми газопостачання, відсутністю споживачів, виведення з експлуатації через незадовільний технічний стан;

продування системи газопостачання, що виводять з експлуатації, проводиться повітрям або інертним газом.

13. Перед виведенням з експлуатації складових системи газопостачання необхідно виконати підготовчі роботи, визначені пунктом 5 цього розділу з врахуванням припинення газоспоживання та від'єднання ПРГ (за необхідності).

14. Рекомендовано, щоб природний газ, що перебуває у системі газопостачання, яка підлягає виведенню з експлуатації, був максимально відібраний споживачами.

Необхідно звести до мінімуму скидання природного газу в атмосферне повітря. Виведену з експлуатації систему газопостачання потрібно продути та загерметизувати зі встановленням заглушок (інвентарних, приварних тощо).

Якщо виведення з експлуатації об'єкта системи газопостачання не є остаточним (виведення в режим консервації), необхідно передбачити заходи щодо підтримання системи газопостачання у технічно справному стані.

15. Продування об'єкта системи газопостачання при її виведенні з експлуатації виконують відповідно до вимог пунктів 12–13 цього розділу.

16. Технічна документація на об'єкти системи газопостачання, що виводяться з експлуатації, знищується у встановленому чинним законодавством України порядку після вибуття з балансу об'єктів системи газопостачання з бухгалтерського обліку.

V. Вимоги до технічної експлуатації систем газопостачання

1. Вимоги до технічної експлуатації газопроводів і споруд на них

1. Надійність та ефективність експлуатації газопроводів досягається за наступних умов:

- періодичного контролю технічного стану газопроводів та споруд на них, візуальних оглядів і КПО;
- своєчасного виконання ремонтно-профілактичних робіт;
- своєчасної реконструкції газопроводів та морально застарілого і зношеного обладнання;
- систематичного контролю стану охоронних зон газопроводів;
- своєчасного запобігання та оперативної ліквідації аварій та надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру.

2. При експлуатації газопроводів виконуються:

- періодичний огляд (обхід);
- технічне обстеження систем газопостачання;
- планові ремонти (поточний або капітальний ремонт).

3. Природний газ, що подається у газопроводи, повинен відповідати вимогам, що встановлені чинним законодавством України.

4. Контролювання тиску природного газу в системах газопостачання здійснюється Оператором ГРМ шляхом вимірювання його величини в контрольних точках за потребою в години максимального споживання природного газу та у випадку звернень споживачів.

Місця вимірювань тиску природного газу визначаються з урахуванням особливостей систем газопостачання населених пунктів. Контроль тиску природного газу в тупикових ділянках газопроводів обов'язковий.

Рекомендована форма акту реєстрації вимірювання тиску природного газу наведена у додатку 8 до цих Правил.

5. Технічний стан газопроводів і споруд на них повинен систематично контролюватись їх власником шляхом проведення:

періодичного огляду (обходу) трас газопроводів;

технічного обстеження систем газопостачання, у тому числі КПО;

вимірювання захисних потенціалів і перевірки ефективності роботи засобів ЕХЗ.

Відомості про заміну запірної арматури, кранів, компенсаторів, а також виконані роботи при капітальному або поточному ремонті, виконані аварійні роботи необхідно вносити в експлуатаційний паспорт газопроводу, рекомендована форма якого наведена у додатку 2 до цих Правил. Запірну арматуру та компенсатори необхідно обліковувати в журналі обліку запірної арматури та компенсаторів, рекомендована форма якого наведена у додатку 9 до цих Правил.

Для запірної арматури та компенсаторів необхідно здійснювати роботи з технічного обстеження систем газопостачання, згідно з вимогами виробника, але не рідше ніж один раз на рік і за необхідності – ремонтувати.

Вимоги до методів технічного обстеження арматури об'єктів системи газопостачання та порядок випробування арматури на працездатність встановлюються згідно з додатком 9 до Порядку технічного огляду.

Рекомендована форма графіку технічного обслуговування запірної арматури та компенсаторів, наведена у додатку 10 до цих Правил.

Рекомендована форма графіку періодичного огляду (обходу) газопроводів та споруд на них, наведена у додатку 11 до цих Правил.

6. При періодичному огляді (обході) траси надземних газопроводів необхідно їх перевіряти на можливий витік природного газу.

Зовнішній стан газопроводу перевіряють візуально на:

кріплення та фарбування;

провисання труб;

стан запірної арматури;

ізолювальних з'єднань, опор;
наявність діелектричних підкладок тощо.

Періодичні огляди (обходи) трас надземних (наземних) газопроводів (за виключенням об'єктів побутових споживачів) здійснюються не рідше ніж один раз на шість місяців.

Результати періодичних оглядів (обходів) трас газопроводів фіксуються у журналі реєстрації результатів періодичного огляду (обходу) трас газопроводів, рекомендована форма якого наведена у додатку 12 до цих Правил.

7. При періодичному огляді підземних (у тому числі з поліетиленових труб) та наземних газопроводів необхідно перевіряти їх технічний стан, щільність і виявляти витікання природного газу за зовнішніми ознаками та за допомогою ЗВТ (газоаналізатора або течошукача), відповідно до вимог розділу III Порядку технічного огляду та критеріїв і порядку оцінки технічного стану розподільного сталевих наземного газопроводу, наведених у додатку 11 до Порядку технічного огляду.

На наявність природного газу та метану природного походження підлягають перевірці всі елементи стояків газових мереж зовнішнього газопостачання, колодязі й контрольні трубки, а також колодязі, камери інших підземних комунікацій, підвали будинків, шахти, колектори, підземні переходи та інші підземні споруди, розташовані на відстані до 15 м з обох боків від осі газопроводу.

Виконання земляних і будівельних робіт, що проводяться у смузі 15 м з обох боків від осі газопроводу, необхідно контролювати з метою запобігання його пошкодження.

Перевіряється дотримання вимог щодо охоронної зони газопроводу, в межах якої не допускається складання матеріалів і обладнання, садіння дерев та влаштування будь-яких споруд і будівель (у тому числі тимчасових).

Проведення ремонтних будівельних та/або земляних робіт в охоронній зоні ГРМ здійснюється відповідно до чинного законодавства України за письмовим погодженням Оператора ГРМ згідно з Кодексом ГРМ.

8. Під час здійснення періодичного огляду (обходу) трас підземних газопроводів забороняється:

- опускатися у шахти, колектори, колодязі та інші підземні споруди;
- користуватись відкритим вогнем біля підвалів, колодязів, шахт, колекторів та інших підземних споруд.

9. При виявленні в 15 м смузі по трасі газопроводу загазованості підземних споруд працівник зобов'язаний повідомити АДС, вжити заходів щодо провітрювання загазованих підвалів, перших поверхів будівель, колодязів, камер та інших підземних споруд у радіусі 50 м від газопроводу.

До приїзду аварійної бригади необхідно попередити мешканців навколишніх будинків, перехожих про загазованість природним газом та про

неприпустимість користування відкритим вогнем, електроприладами та засобами зв'язку.

При виявленні природного газу на межі 15 м зони, перевірку на загазованість продовжують за межами цієї зони.

10. Періодичність періодичних оглядів трас підземних та наземних газопроводів, у тому числі тих, що проходять в складних інженерно-геологічних умовах і на підтоплюваних територіях, встановлюється власником (орендарем (наймачем)) залежно від технічного стану газопроводів, корозійної активності ґрунтів і ефективності засобів ЕХЗ, тиску природного газу, виду місцевості та щільності її забудови, пори року, але не рідше строків періодичності оглядів (обходів) трас підземних та наземних газопроводів, які визначаються відповідно до додатка 13 до цих Правил.

11. Для забезпечення періодичних оглядів (обходу) газопроводів складаються маршрутні карти, на яких мають бути зазначені схеми трас з прив'язками розміщення газопроводів і споруд на них (колодязів, КВП, контрольних трубок тощо), а також розташовані на відстані до 15 м від них будівлі та інші надземні споруди з зазначенням підвалів та напівпідвалів, підземних комунікацій і їх колодязів, камери й шахти, які підлягають перевірці на загазованість.

Рекомендована форма примірної маршрутної карти періодичного огляду газопроводів наведена у додатку 14 до цих Правил. Маршрутні карти періодичного огляду газопроводів потрібно постійно уточнювати й коригувати.

Перед допуском до першого обходу працівники повинні ознайомитися з трасою газопроводу на місцевості.

12. Власники суміжних підземних комунікацій, прокладених на відстані до 50 м по обидва боки від осі газопроводу, зобов'язані забезпечити своєчасне очищення кришок колодязів і камер від забруднення, снігу і льоду та наявність у них отворів діаметром не менше ніж 15 мм для перевірки на загазованість.

13. Власник (орендар (наймач) та/або управитель) повинен забезпечити перевірку надійності ущільнення вводів і випусків інженерних підземних комунікацій житлових будинків, будівель і споруд щороку в осінній період з оформленням акта перевірки надійності ущільнення вводів і випусків інженерних підземних комунікацій, в якому необхідно зазначати їх технічний стан. Рекомендована форма акту перевірки надійності ущільнення вводів і випусків інженерних підземних комунікацій (захисту від проникнення природного газу в підвали та технічні підпілля в місцях вводів інженерних комунікацій) наведена у додатку 15 до цих Правил.

Ущільнення вводів і випусків інженерних підземних комунікацій житлових будинків, будівель і споруд повинні відповідати проєктній документації.

Власник (орендар (наймач) та/або управитель) повинен стежити за станом належних йому газових мереж внутрішнього газопостачання за їх кріпленням, фарбувати зазначені мережі за необхідності, але не рідше ніж один раз на п'ять років.

14. Підземні (з металевих і поліетиленових труб), надземні та наземні газопроводи підлягають технічному обстеженню систем газопостачання, у тому числі КПО відповідно до вимог Порядку технічного огляду.

15. Виконання робіт з технічного обстеження систем газопостачання, у тому числі КПО, підземних сталевих, поліетиленових, наземних та надземних газопроводів необхідно проводити відповідно до розділу V Порядку технічного огляду.

16. Періодичність технічного обстеження систем газопостачання, у тому числі КПО сталевих (надземних, підземних, наземних) та поліетиленових газопроводів встановлюється суб'єктом господарювання, але не рідше:

вперше – наступного року після введення в експлуатацію;

не рідше ніж один раз на п'ять років при тривалості експлуатації до двадцяти п'яти років для таких, що знаходяться в задовільному технічному стані та нормальних геологічно-корозійних умовах;

не рідше ніж один раз на три роки при експлуатації понад двадцять п'ять років для таких, що знаходяться в задовільному технічному стані та нормальних геологічно-корозійних умовах;

не рідше ніж один раз на рік при тривалості експлуатації понад двадцять п'ять років для таких, що знаходяться у складних геологічно-корозійних умовах (сейсмічність понад шість балів, підроблювані території), мають захисне покриття з характеристиками нижче захисного ізоляційного покриття дуже посиленого типу відповідно до вимог ДСТУ Б В.2.5-29:2006, включені до плану капітального ремонту або заміни.

На газопроводах, що мають захисне покриття з характеристиками нижче захисного ізоляційного покриття дуже посиленого типу відповідно до вимог ДСТУ Б В.2.5-29:2006, в доповнення до КПО проводиться контрольне шурфування для виявлення стану труб і якості зварних стиків візуально-оптичним методом контролю.

17. Позачергові КПО газопроводів необхідно проводити:

при виявленні нещільності чи розривів зварних стиків, наскрізних корозійних пошкоджень;

при зниженні величини потенціалу «газопровід-земля» до значень, нижчих мінімально припустимих, за умови перерви у роботі електрозахисних установок понад один місяць – у зонах впливу блукаючих струмів і понад шість місяців – в інших випадках, передбачених ДСТУ Б В.2.5-29:2006.

18. Технічне обстеження підземних сталевих газопроводів систем газопостачання (крім об'єктів побутових споживачів) з метою визначення стану захисного ізоляційного покриття і металу трубопроводу, де використання приладів через індустріальні перешкоди неможливо, виконується шляхом розкриття на газопроводах контрольних шурфів розміром не менше ніж 1 x 1,5 м через кожні 500 м, але не менше одного шурфу на кожну балансову ділянку газопроводу, що обстежується.

Технічне обстеження газопроводу систем газопостачання здійснюють по всій його довжині, особливо на корозійно небезпечних ділянках, у місцях перетинів газопроводів з теплотрасами, водопроводами, каналізаційними колекторами, електричними кабелями, кабелями зв'язку та іншими підземними комунікаціями та біля конденсатозбірників.

Місце відкриття контрольних шурфів, їх кількість у зонах індивідуальних перешкод визначає Оператор ГРМ або газова служба власника системи газопостачання.

19. Перевірку герметичності й виявлення місць витоків природного газу з підземних газопроводів у період промерзання ґрунту, а також на ділянках, розташованих під удосконаленим покриттям доріг, необхідно проводити шляхом буріння свердловин (або шпилькуванням) із подальшим відбиранням проб повітря високочутливими приладами.

На розподільних газопроводах і газових мережах зовнішнього та внутрішнього газопостачання свердловини бурять біля стиків. За відсутності схеми розташування стиків свердловини повинні буритися через кожні 2 м.

Глибина буріння свердловин в зимовий період повинна бути не менше ніж глибина промерзання ґрунту, а в теплу пору року – відповідати глибині прокладання труби. Свердловини закладають на відстані не менше ніж 0,5 м від стінки газопроводу.

При використанні високочутливих течошукачів допускається зменшення глибини свердловин і розміщення їх по осі газопроводу за умови, що відстань між верхом труби та дном свердловини буде не менше ніж 0,4 м.

Для газопроводів, розташованих під удосконаленим покриттям доріг (тротуарна плитка, асфальтове або бетонне покриття), глибина буріння свердловин повинна перевищувати товщину дорожнього покриття на 0,1–0,15 м.

За наявності даних шурфового огляду за попередні періоди (історичних даних) допускається не виконувати розкриття шурфу при технічному обстеженні підземних газопроводів систем газопостачання. Шурфовий огляд виконується тільки за наявності виявлених при КПО пошкоджень ізоляційного покриття. Для оцінки технічного стану використовуються історичні дані.

20. Визначення наявності природного газу у свердловинах проводиться виключно приладовим методом з використанням ЗВТ.

21. Технічний стан поліетиленових газопроводів (труб та з'єднань) і стан захисного ізоляційного покриття сталевих ділянок поліетиленового газопроводу визначають шляхом розкриття на газопроводах контрольних шурфів.

Шурфовий огляд поліетиленового газопроводу виконують тільки у разі наявності витоків природного газу. Якщо під час останньої перевірки газопроводів на герметичність витоків природного газу на даному поліетиленовому газопроводі зафіксовано не було, то стан поліетиленового газопроводу визначають задовільним (пошкодження та дефекти відсутні) і шурфовий огляд не проводять.

При механізованому відкритті шурфів шар ґрунту над газопроводом товщиною до 0,3 м необхідно вилучати вручну з дотриманням заходів для запобігання пошкодженню газопроводу.

22. Перевірка герметичності підземних сталевих і поліетиленових газопроводів здійснюється приладами при робочому тиску природного газу. При відключенні газопроводу від мережі перед повторним заповненням природним газом герметичність перевіряють повітрям з тиском згідно з нормами випробувань, визначеними чинними нормативно-правовими актами.

23. За результатами технічного обстеження систем газопостачання, у тому числі КПО сталевих і поліетиленових газопроводів, залежно від місця розташування відносно поверхні землі, їх призначення в системі газопостачання, матеріалу труб відповідно до додатка А до ДБН В.2.5-20:2018 складаються документи згідно з додатками 19–33 до Порядку технічного огляду та вноситься відповідний запис в експлуатаційний паспорт газопроводу, форма якого, наведена у додатку 2 до цих Правил.

24. Технічне обслуговування переходів газопроводів систем газопостачання через водні перешкоди, заболочені ділянки і яруги необхідно проводити відповідно до переліку робіт з технічного огляду (обходу) об'єктів систем газопостачання та методів технічного обстеження підводних переходів систем газопостачання передбачених додатками 1 та 8 до Порядку технічного огляду. Технічне обстеження підводної частини переходів газопроводів систем газопостачання через водні перешкоди необхідно проводити не рідше ніж один раз на п'ять років.

При технічному обстеженні систем газопостачання уточнюються: їх місце розташування, глибина залягання, герметичність, баластування, стан покриття (ізоляції, футерування).

Технічне обстеження систем газопостачання проводиться, відповідно до методів і методики технічного обстеження підводних переходів зазначених у додатку 8 до Порядку технічного огляду.

Інформація про виконані роботи та результати технічного обстеження систем газопостачання заноситься до експлуатаційного паспорта газопроводу, форма якого наведена у додатку 2 до цих Правил.

25. У разі необхідності переведення газопроводу на вищу категорію щодо рівня тиску в газопроводі, а також при досягненні ним граничного (призначеного/розрахункового) терміну експлуатації, що перевищує для сталевих газопроводів – сорок років, а для поліетиленових – п'ятдесят років; необхідно провести технічне діагностування цього газопроводу з метою встановлення технічного стану, умов та термінів подальшої безпечної експлуатації систем газопостачання, остаточного ресурсу, та потреби у проведенні його ремонту, реконструкції або виведення з експлуатації.

Роботи проводяться відповідно до вимог розділу VIII Порядку технічного огляду.

26. При виявленні загазованості в підвалах, підпіллях будівель, колекторах, підземних переходах, галереях газопроводи відключаються та до усунення витоків природного газу експлуатація їх забороняється.

27. Для тимчасового припинення витoku природного газу на зовнішніх газопроводах допускається накладати муфту (бандаж) або хомут, які забезпечують герметичність місця витoku, за умови їх щоденного огляду.

Засипка підземних газопроводів з накладеними на них бандажами або хомутами забороняється.

28. У разі механічних пошкоджень сталевих підземних газопроводів та їх зміщень одночасно з проведенням робіт із ліквідації витоків природного газу необхідно відкривати й перевіряти зварні стики фізичним методом контролю найближчі з обох боків від місця пошкодження.

При виявленні дефектів у суміжних стиках відкривається і перевіряється фізичними (неруйнівними) методами контролю наступний стик газопроводу.

29. Ремонт пошкоджених (дефектних) зварних стиків, наскрізні корозійні та механічні пошкодження сталевих і поліетиленових газопроводів, каверн проводиться відповідно до типових переліків робіт, що виконуються під час поточного або капітального ремонту об'єктів систем газопостачання визначених у додатках 34 та 35 до Порядку технічного огляду.

Ремонт пошкоджених сталевих газопроводів може бути виконаний за допомогою наварювання накладок або шляхом вирізання дефектних ділянок і

зварювання котушок довжиною, що відповідає діаметру труби, але не менше ніж 200 мм.

Зварні стики та зварні шви, що виконані при ремонті сталевих газопроводів, необхідно перевіряти фізичними (неруйнівними) методами контролю.

30. До виконання робіт зі зварювання сталевих та поліетиленових газопроводів допускають осіб, які мають відповідні посвідчення на право виконання зварювальних робіт, відповідно до розділу 9 Кодексу 2:2021.

31. При пошкодженні поліетиленових газопроводів аварійно-відновлювальні роботи необхідно виконувати шляхом вирізання дефектних ділянок і зварювання поліетиленових котушок довжиною не менше ніж 500 мм із застосуванням терморезисторного зварювання або зварюванням встик.

При виявленні нещільностей в нероз'ємних з'єднаннях поліетиленових труб зі сталевими ці з'єднання (перехід поліетилен-сталь) вирізають і замінюють новими.

Якість виконаних аварійно-відновлювальних робіт визначають зовнішнім оглядом і перевіркою герметичності приладовими методами, мильною емульсією або пневматичним випробуванням.

32. Перед початком ремонтних робіт на сталевих підземних газопроводах, пов'язаних із роз'єднанням газопроводу (заміна запірної арматури, знімання і встановлення заглушок і прокладок, вирізання стиків), необхідно вимкнути засоби ЕХЗ і встановити на роз'єднувальних ділянках газопроводу шунтувальні перемички з кабелю перерізом не менше ніж 25 мм квадратних (за умови відсутності стаціонарно встановлених шунтувальних перемичок) з метою запобігання іскроутворенню від дії блукаючих струмів.

За неможливості встановлення шунтувальної перемички роботи необхідно проводити після продування газопроводу повітрям (залишкова концентрація природного газу в трубопроводі не повинна перевищувати 20 відсотків НКМЗ).

33. Дефекти захисних покриттів на газопроводах, що розташовані в зоні дії блукаючих струмів, поблизу будівель із можливим скупченням людей, необхідно ліквідовувати у першу чергу.

Терміновість ремонту дефектів захисних покриттів встановлюється власником залежно від рівня електрохімічного захисту, корозійної агресивності ґрунтів, планування повної заміни газопроводу (ділянки газопроводу) тощо.

34. Перед початком робіт ударних механізмів і землерийної техніки поблизу підземного газопроводу працівники суб'єкта господарювання, що виконують земляні роботи, зобов'язані виявити фактичне місце розташування газопроводу шляхом шурфування ручним способом без використання механізованих знарядь виробництва в присутності представника Оператора ГРМ.

Ударні механізми для розпушування ґрунту можливо застосовувати на відстані не ближче ніж 3 м від підземного газопроводу, а механізми, що здатні значно відхилятися від вертикальної осі (куля, клин-баба тощо), – на відстані не ближче ніж 5 м.

Забивання паль (шпунтів) допускається проводити на відстані не ближче ніж 30 м від газопроводу.

За необхідності забивання паль (шпунтів) на відстані, меншій ніж 30 м від газопроводу (але не ближче ніж 10 м), стики газопроводу повинні бути відкриті на всій довжині забивання паль (шпунтів) з урахуванням їх наявності, але не менше 20 м від крайніх паль.

Після закінчення робіт із забивання паль (шпунтів) усі відкриті зварні стики сталевого газопроводу необхідно перевіряти фізичними методами контролю.

2. Вимоги до технічної експлуатації ПРГ та КБРТ

1. У кожному ПРГ на видному місці необхідно розмішувати схеми обладнання відповідно до рекомендованої схеми обладнання ПРГ, наведеної у додатку 16 до цих Правил та режимні карти відповідно до рекомендованої форми режимної карти ПРГ, наведеної у додатку 17 до цих Правил.

2. Режими роботи ПРГ встановлюються відповідно до проєктної документації на їх будівництво і фіксуються у затверджених режимних картах, що затверджуються посадовою особою суб'єкта господарювання.

3. Вихідний робочий тиск природного газу з ПРГ необхідно регулювати відповідно до проєктних розрахункових величин тиску в системах газопостачання споживачів та паспортів виробників газоспоживаючого устаткування та обладнання.

Параметри налаштування обладнання ПРГ промислових та сільськогосподарських підприємств, котелень та інших об'єктів, що споживають природний газ, регламентуються проєктною документацією й уточнюються під час проведення пусконаладжувальних робіт.

Максимальний робочий тиск природного газу після регулятора тиску, що подає природний газ побутовим споживачам, встановлюється 300 даПа.

4. Не допускається коливання тиску природного газу після регуляторів, що перевищує 10 відсотків максимального робочого тиску.

5. В системах газопостачання ЗСК ПРГ повинні спрацьовувати раніше, ніж спрацюють ЗЗК.

6. ЗСК налаштовуються на нижню межу спрацювання, що не перевищує 15 відсотків максимального робочого тиску, а ЗЗК повинні забезпечувати

припинення подачі природного газу при перевищенні максимального робочого тиску на 25 відсотків.

Для систем газопостачання низького тиску до 300 даПа нижня межа спрацювання ЗСК устанавлюється Оператором ГРМ, але не менше ніж 70 даПа тиску природного газу в системі газопостачання у найбільш віддаленого споживача.

Перевірка і настроювання запобіжних пристроїв і регуляторів тиску природного газу і повинні виконуватись із забезпеченням безпечного газопостачання.

7. Включення в роботу регуляторів тиску природного газу здійснюється після встановлення причин спрацювання ЗСК і ЗСК та їх усунення.

8. Запірні пристрої на обвідній лінії (байпасі) повинні бути у закритому положенні (перед ЗСК – у відкритому) і опломбовані.

Природний газ по обвідній лінії допускається подавати протягом періоду часу, потрібного для ремонту обладнання та арматури, а також у період зниження тиску природного газу перед ПРГ до величини, яка не забезпечує надійної роботи регулятора тиску природного газу.

Протягом усього періоду подавання природного газу по байпасу повинен бути забезпечений постійний контроль за вихідним тиском природного газу.

Робота ПРГ на байпасі проводиться відповідно до розробленої суб'єктом господарювання виробничої інструкції, затвердженої технічним керівником підприємства.

9. Температура повітря в приміщеннях ПРГ, де розміщено обладнання і контрольно-вимірювальні прилади, повинна бути в межах, передбачених у паспортах заводів-виробників обладнання.

10. Зовні ПРГ або на огорожі ГРУ на видному місці необхідно встановлювати попереджувальний напис – «Вогнебезпечно. Газ».

11. Під час експлуатації ПРГ необхідно здійснювати періодичний огляд, регулювання обладнання, технічне обслуговування та, за потреби, поточний ремонт.

Зазначені роботи виконуються за затвердженими посадовою особою власника системи газопостачання графіками проведення обслуговування ПРГ, а також графіками проведення обслуговування та ремонтів систем телеметричного контролю, рекомендовані форми яких наведені у додатках 18 та 19 до цих Правил.

Періодичний огляд ПРГ здійснюється відповідно до рекомендованої форми маршрутної карти періодичного огляду ПРГ, наведеної у додатку 20 до цих Правил:

у головних ГРП із регулюючими клапанами НВ і НЗ – цілодобовим наглядом (без оформлення маршрутної карти);

в інших ПРГ – не рідше ніж один раз на місяць;

у ПРГ із засобами телеметричного контролю або диспетчеризації – не рідше ніж один раз на три місяці.

Регулювання обладнання ПРГ і перевірку параметрів спрацьовування ЗСК і ЗЗК проводять не рідше ніж один раз на шість місяців (зокрема перед початком опалувального сезону), а також після ремонту обладнання.

Технічне обслуговування здійснюється у строки, встановлені згідно з вимогами заводу-виробника обладнання (регуляторів тиску природного газу, ЗСК, ЗЗК тощо). За відсутності вимог заводу-виробника до періодичності технічного обслуговування – не рідше ніж один раз на дванадцять місяців.

Поточний ремонт обладнання систем газопостачання здійснюється за потреби, коли за результатами технічного обслуговування були виявлені деталі, частини обладнання, що потребують заміни.

Поточний ремонт обладнання, конструкція якого не ремонтпридатна (не підлягає розбиранню), не здійснюється. У таких випадках здійснюється заміна обладнання в цілому.

12. Під час періодичного огляду стану ПРГ необхідно здійснювати:

перевірку величин тиску природного газу перед і після регулятора, перепаду тиску на фільтрі, температури повітря та загазованість в приміщенні за допомогою ЗВТ (газоаналізаторами, газосигналізаторами тощо);

перевірку стану герметичності системи – за допомогою приладів або мильної емульсії;

контроль за правильністю положення молоточка зчеплення важелів ЗЗК (за наявності);

зовнішній огляд наявності та стану ЗВТ і засобів автоматизації, перевірку працездатності манометрів;

перевірку стану і роботи електроосвітлення, електрообладнання, вентиляції та системи опалення;

візуальний огляд цілісності блискавкоприймачів і струмовідводів, надійності їх з'єднання і кріплення до щогл;

візуальне виявлення тріщин і нещільностей стін, які відділяють основне і допоміжне приміщення;

зовнішній і внутрішній огляд будівлі, за необхідності – очищення приміщення та обладнання від забруднення.

Реєстрація результатів періодичного огляду (обходу) ПРГ здійснюється у журналі реєстрації результатів періодичного огляду (обходу) ПРГ, рекомендована форма якого наведена у додатку 21 до цих Правил. Журнал допускається вести в електронному вигляді за наявності затверджених керівником суб'єкта господарювання розпорядчого документа щодо вимог формування, ведення та зберігання даних в електронному вигляді.

Програмне забезпечення обліку виконаних робіт повинне бути захищеним від стороннього втручання в його роботу.

Реєстрація виконання робіт на системах телеметричного контролю здійснюється в журналі виконаних робіт на системах телеметричного контролю, рекомендована форма якого наведена у додатку 22 до цих Правил.

13. При виявленні порушень режимів газопостачання або наявності аварійних ситуацій необхідно негайно повідомити АДС.

14. При перевірці засмічення фільтрів максимальний перепад тиску природного газу в касеті фільтра не повинен перевищувати значень, встановлених заводом-виробником, та становити не більше для:

сітчастого та вісцинового – 500 даПа;

волосяного – 1000 даПа.

Для інших типів фільтруючого матеріалу максимальний перепад тиску природного газу визначається заводом-виробником, але не більше 1000 даПа.

Розбирання та очищення касет фільтра необхідно проводити у місцях, віддалених від ПРГ, легкозаймистих рідин, горючих матеріалів на відстані не менше ніж 5 м.

15. При зніманні для ремонту запобіжних пристроїв необхідно встановлювати запобіжні пристрої, що випробувані та налаштовані на відповідний тиск їх спрацювання.

Робота ПРГ без запобіжних пристроїв забороняється.

16. Під час технічного обслуговування ПРГ необхідно здійснювати:

перевірку роботи запірної арматури та запобіжних клапанів;

змащення тертьових частин і набивання сальників;

визначення щільності та чутливості мембран регуляторів тиску природного газу та регулятора управління до нього (за наявності);

продування імпульсних трубопроводів до регуляторів тиску природного газу, контрольно-вимірювальних приладів;

перевірку регуляторів тиску природного газу, ЗСК, ЗЗК з очищенням їх від корозії та забруднень;

перевірку щільності прилягання поверхні клапанів до сидла, стану мембран.

Розбирання регуляторів тиску, ЗСК та ЗЗК допускається не виконувати за наступних умов:

конструкцією обладнання не передбачена можливість розбирання;

наявні обмеження виробника щодо розбирання;

застосовуються пристосування для визначення внутрішньої герметичності, еластичності та цілісності мембран без розбирання корпусу обладнання.

17. Запірна арматура на лінії редукування під час розбирання обладнання повинна бути в закритому положенні.

Для недопущення загазованості природним газом повітря робочої зони в/поруч ПРГ при виконанні даних робіт, внаслідок можливої негерметичності запірної арматури, на межі відключених ділянок необхідно встановлювати інвентарні заглушки, що відповідають вхідному максимальному тиску природного газу.

18. За наявності в ПРГ місцевого опалення з розташуванням індивідуальної опалювальної установки (теплогенератора) в допоміжному приміщенні необхідно контролювати газонепроникність стін (відсутність видимих тріщин, наскрізних отворів тощо), які відділяють технологічне приміщення ПРГ (за наявності) від приміщення, де встановлено опалювальну установку.

При виявленні в стінах, що відокремлюють технологічне приміщення ПРГ (за наявності) від приміщення, де встановлено опалювальну установку нещільностей використовувати опалювальні установки забороняється.

19. Перевірка та прочищення димових і вентиляційних каналів здійснюється відповідно до вимог глави 6 цього розділу з оформленням акту первинної, періодичної перевірки та прочищення димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків, рекомендована форма якого наведена у додатку 23 до цих Правил (далі – акт ДВК).

20. Результати ремонту обладнання ПРГ, що пов'язані із заміною деталей і вузлів, необхідно заносити в експлуатаційні паспорти ПРГ.

Результати періодичного технічного обслуговування та/або поточного ремонту обладнання заносяться в журнал технічного обслуговування і ремонту ПРГ, рекомендована форма якого наведена у додатку 24 до цих Правил під час виконання даних робіт, із зазначенням всіх виконаних робіт.

21. Перевірку зовнішнього стану, герметичності з'єднань КБРТ необхідно проводити при кожному періодичному огляді (обході) мереж газопостачання за допомогою ЗВТ (газоаналізаторів, течешукачів тощо) або мильної емульсії.

22. Відповідальним за здійснення технічного обслуговування КБРТ з дотриманням періодичності, згідно з вимогами заводу-виробника, є власник (орендар (наймач) та/або управитель).

3. Вимоги до технічної експлуатації систем газопостачання промислових і сільськогосподарських підприємств, котелень (у тому числі дахових), підприємств комунально-побутового обслуговування виробничого призначення

1. На підприємстві, де експлуатується система газопостачання, власними силами повинно бути:

створена газова служба;

затверджено відповідне положення про газову службу та визначено особу, відповідальну за газове господарство.

2. До технічного обслуговування і ремонту споруд та об'єктів системи газопостачання промислових і сільськогосподарських підприємств, підприємств комунально-побутового обслуговування населення допускається залучення суб'єктів господарювання, які мають право виконувати дані роботи, та підготовлений персонал.

Графіки періодичного огляду, технічного обслуговування, технічного діагностування і ремонту об'єктів систем газопостачання затверджуються посадовою особою підприємства – власника (орендаря (наймача та/або управителя) споруд та об'єктів систем газопостачання.

3. Технічне обслуговування засобів ЕХЗ підземних газопроводів, виявлення і ліквідація корозійно-небезпечних зон на них, ремонт установок ЕХЗ забезпечуються власником (орендарем (наймачем) та/або управителем).

4. Розмежування ділянок обслуговування (відповідальності) мереж газопостачання, а також газопроводів і установок всередині підприємства повинно бути оформлене з додаванням схеми граничних ділянок із зазначенням меж балансової належності з урахуванням вимог глави 5 розділу III Кодексу ГРМ.

5. Технічне обслуговування систем газопостачання (періодичний огляд (обхід), технічне обстеження систем газопостачання, технічне діагностування), їх поточний та капітальний ремонт забезпечуються власником (орендарем (наймачем) та/або управителем) системи газопостачання.

6. Перед пуском природного газу на газифікований об'єкт власником (орендарем (наймачем) та/або управителем) газових мереж складається паспорт на газове господарство (цех, ділянку, котельню, установку, що використовує природний газ), оформлений відповідно до вимог чинного законодавства України.

У паспорті необхідно зазначати всі зміни, які вносяться до системи газового господарства, з додаванням відповідних схем.

7. Всі однотипні установки, що використовують природний газ, а також обладнання, запобіжна і запірна арматура, КВП на установці повинні бути пронумеровані.

8. Біля кожної установки, що використовує природний газ, повинні бути вивішені схеми газового обладнання із зазначенням номерів обладнання, запобіжної та запірної арматури, контрольно-вимірювальних приладів.

9. Всі газопроводи та установки, що використовують природний газ, підлягають технічному обслуговуванню і ремонту у терміни, що зазначені в паспортах або інструкціях заводів-виробників обладнання, приладів, апаратів з урахуванням місцевих умов експлуатації.

Технічне обслуговування необхідно здійснювати не рідше ніж один раз на місяць, а поточний ремонт – не рідше ніж один раз на дванадцять місяців.

Перевірку та очищення димоходів, газоходів, димових і вентиляційних каналів та систем необхідно здійснювати одночасно з поточним ремонтом печей, котлів та іншого обладнання, а також після кожного випадку порушення тяги, але не рідше ніж один раз на рік (до початку опалювального сезону). Результати таких робіт оформляються актом ДВК.

10. Перевірку герметичності з'єднання імпульсних труб і гумотканинних рукавів зі штуцерами приладів або газопроводів необхідно здійснювати за допомогою відповідних приладів, або мильної емульсії не рідше ніж один раз на тиждень.

11. Контрольний огляд газового господарства необхідно здійснювати не рідше ніж два рази на рік, з оформленням акту контрольного огляду газового господарства, у довільній формі.

12. Зовнішні поверхні газопроводів, обладнання, арматуру необхідно фарбувати не рідше ніж один раз на п'ять років відповідно до вимог встановлених чинним законодавством України, з відміткою у паспорті газопроводу, ПРГ, установки ЕХЗ.

13. Перед пуском у роботу установок, що використовують природний газ, їхні топки й газоходи повинні бути провентильовані (провітрені).

Закінчення вентиляції визначають за допомогою газоаналізатора (вміст природного газу не повинен перевищувати 20 відсотків НКМЗ).

14. До розпалювання установки, що використовує природний газ, повинні бути послідовно продуті природним газом:

- газопровід перед колектором установки;
- колектор установки;
- відводи до пальників.

Продування газопроводу і колектору необхідно здійснювати при закритій запірній арматурі перед пальниками. Закінчення продування визначають

газоаналізатором або спалюванням проб (полум'я має бути рівномірним і блакитного кольору).

15. Запірну арматуру безпосередньо перед пальником допускається відкривати тільки після включення запального пристрою або піднесення до нього запальника, який горить.

Подавання природного газу в топки, які обладнані автоматизованими газопальниковими блоками, що працюють за програмою, визначається інструкцією заводу-виробника блоку.

16. Якщо установки працюють на різних видах палива і мають спільні газоходи, то пуск установок на газовому паливі необхідно здійснювати за умови вимкнення установок, які використовують інші види палива, зокрема, мазут, вугілля, дрова та паливні брикети.

17. Перед ремонтом і при тривалій зупинці (понад три доби) установки (за винятком котлоагрегатів, що знаходяться в резерві) газопровід до неї та газопровід до пальника (при його живленні від колектору до відключення на установку) необхідно відключати від діючих газопроводів першим по ходу природного газу до неї запірним пристроєм із встановленням інвентарної заглушки.

Газопроводи безпеки у цей час повинні залишатися у відкритому стані.

18. Газоходи установок, що виведені в ремонт або зупинку на термін понад один місяць, необхідно відключати від діючих за допомогою глухих шиберів. Газоходи установок, що заново монтуються, повинні бути відключені від діючих за допомогою глухих перегорожок.

19. Зняття заглушки й пуск природного газу після тривалої зупинки (понад три доби) або ремонту установки допускається після проведення контрольного випробування газопроводів на герметичність та оформлення у довільній формі відповідних актів перевірки топок, газоходів, контрольно-вимірювальних приладів і систем автоматики безпеки та регулювання.

20. Робота установок, що використовують природний газ, забороняється при несправності або при відключенні приладів контролю і захисту.

21. Якщо при розпалюванні або в процесі регулювання пальника сталися відрив, проскакування або погашення полум'я, подавання природного газу на пальник і запальний пристрій необхідно негайно припинити.

Якщо відрив факела стався під час розпалювання першого пальника, до повторного розпалювання допускається приступати після вентиляції топки та газоходів, а також після усунення причини несправності.

22. Робота установок, що використовують природний газ, без постійного перебування працівників, які їх експлуатують та обслуговують, допускається за умови:

розміщення установок, що використовують природний газ, і допоміжного обладнання у відокремлених (які замикаються) приміщеннях, обладнаних системами охоронної та пожежної сигналізації й аварійним вибухозахищеним освітленням із ввімкненням його поза приміщенням;

оснащення установок, що використовують природний газ, системами автоматизації, які забезпечують їх безаварійну роботу, протиаварійний захист, відключення подавання природного газу на установку при загазованості, пожежі в приміщенні та вимкненні електропостачання;

виведення сигналів про загазованість приміщення і спрацювання захистів на диспетчерський пункт або в приміщення з постійною присутністю чергового; наявності в оперативному підпорядкуванні диспетчера чергових працівників, які експлуатують та обслуговують обладнання, що здатні виконати роботи з аварійної зупинки обладнання.

За інших умов забороняється робота установок, що використовують природний газ, без постійного перебування працівників, які їх експлуатують та обслуговують.

23. Подавання природного газу на установку негайно припиняється засобами автоматики (пристроями захисту) або працівниками, які експлуатують та обслуговують обладнання, у разі:

згасання полум'я пальників;

неприпустимого підвищення або зниження тиску природного газу;

відключення дуттьових вентиляторів або неприпустимих відхилень у подаванні повітря для згоряння природного газу на пальниках з примусовим подаванням повітря;

відключення димососів або неприпустимого пониження розрідження в топковому просторі;

появи нещільностей в обмуруванні, газоходах і запобіжно-вибухових клапанах;

припинення подавання електроенергії або зникнення напруги на пристроях дистанційного та автоматичного управління і ЗВТ;

несправностей КВП, засобів автоматизації й сигналізації загазованості та системи пожежної сигналізації;

відмови запобіжних і блокувальних пристроїв;

несправності пальників;

появи загазованості, виявлення витоків природного газу на газовому або газовикористовуючому обладнанні та газопроводах;

вибуху в топковому просторі, вибуху або загоряння палих відкладень у газоходах.

24. При вибуху або пожежі в цеху або котельні необхідно перекрити подавання природного газу запірним пристроєм, що встановлений на вводі газопроводу в приміщення для установок, що використовують природний газ, а для дахових котелень – запірним пристроєм, що встановлений на ПРГ, від якої подається природний газ на дану котельню, або безпосередньо на ввіді газопроводу до приміщення дахової котельні.

25. Перед включенням у роботу установок сезонної дії, у тому числі опалювальних котлів, необхідно забезпечити очищення газоходів, перевірку справності газоходів і систем вентиляції, проведення технічного обслуговування газового та газовикористовуючого обладнання КВП, засобів автоматизації.

У вбудованих і прибудованих котельнях необхідно перевірити газонепроникність огорожувальних конструкцій приміщень.

Готовність до роботи обладнання сезонної дії, що використовує природний газ, необхідно оформляти відповідним актом, оформленим в довільній формі.

Зняття заглушок і пуск природного газу допускаються за наявності документів, які підтверджують виконання цих робіт.

26. Плани локалізації та ліквідації можливих аварій в системі газопостачання повинні бути розроблені та затверджені керівником суб'єкта господарювання, відповідно до вимог статті 11 Закону України «Про об'єкти підвищеної небезпеки».

4. Вимоги до технічної експлуатації системи газопостачання ТЕС та їх котелень

1. Подавання природного газу від позаплощадкових газопроводів у розподільну мережу ТЕС і їх котелень необхідно здійснювати:

для енергетичних, парових і водогрійних котлів – через ГРП або ГРУ;

для ТЕС потужністю понад 1000 МВт, які використовують природний газ як основне або резервне паливо, із забезпеченням двох вводів і двох ГРП та організацією взаємного резервування;

для газомазутних енергоблоків потужністю 800 МВт і вище – через блочний ГРП.

2. Конструкція котлоагрегата, в якому спалюється газове паливо, компонування газопальникових пристроїв та організація системи рециркуляції продуктів згоряння в топці повинні забезпечувати стійкий процес горіння і контроль за цим процесом, а також унеможлиблювати утворення неvented зон.

3. Газоходи для відведення продуктів згоряння котельних установок і газоходи системи рециркуляції, а також закриті простори, в яких розміщуються колектори, не повинні мати неvented ділянок.

4. Конструкцію топки та газоходів необхідно розраховувати на внутрішній тиск, який перевищує тиск атмосферного повітря (розмір перевищення визначає завод-виробник котла).

5. Кількість вибухозапобіжних клапанів та місця їх встановлення визначаються проектною документацією на об'єкт.

6. У топці котла необхідно встановлювати пристрої, що забезпечують можливість нагляду за горінням та унеможливають викид полум'я. Дверцята лазів, люків і пристроїв для нагляду за горінням повинні бути щільними та мати запори, що унеможливають самовільне відкриття.

7. На газові пальники необхідно мати паспорти заводів-виробників.

8. Газові пальники повинні працювати без відриву і проскакування факела в діапазоні регулювання теплового навантаження котла.

9. Котельні установки необхідно обладнати технологічними захистами, що забезпечують безпеку всіх режимів експлуатації.

10. Блокування, захист від зупинення котла і переведення його на понижене навантаження слід здійснювати відповідно до технологічної документації котельної установки заводу-виробника.

11. Введення і виведення захистів і блокувань, які перешкоджають пуску та зупинці котла, необхідно здійснювати для:

захистів із погашенням загального факела і факела розпалювального пальника – автоматично;

інших захистів або автоматично, або існуючими в схемах захистів засобами виведення-введення;

періодичної перевірки згідно з графіком, затвердженим керівником підприємства.

12. Виведення з роботи пристроїв технологічного захисту, блокувань і сигналізації на діючому обладнанні допускається тільки у випадках необхідності їх відключення. При цьому повинен забезпечуватись безперервний контроль експлуатаційним персоналом роботи обладнання і ЗВТ.

13. Зняття заглушок на газопроводах необхідно виконувати після проведення контрольного опресовування газопроводів повітрям при тиску 0,01 МПа із забезпеченням швидкості падіння тиску за одну годину не більше ніж 60 даПа.

14. Пуск природного газу в газопроводи агрегату, який виводять із режиму консервації, необхідно проводити після технічного обслуговування, з зазначенням виконаних робіт в експлуатаційній документації.

15. При пуску природного газу після простою тривалістю понад три доби необхідно перевіряти справність і готовність механізмів дуття і тяги агрегату, допоміжного обладнання, засобів контролю й управління механізмами та арматурою, а також працездатність захистів, блокувань та засобів оперативного зв'язку.

При подаванні на пальники енергетичних котлів природного газу та наявності резервного палива-мазуту і необхідності збереження циркуляції мазуту в мазутопроводах котла необхідно забезпечити можливість виключення дії блокувань природного газу на вхідний запірний орган мазутопроводу і рециркуляції зі збереженням блокувань на всі запірні органи на мазуті перед пальниками.

При пуску природного газу після простою тривалістю не більше трьох діб перевіряння підлягають тільки обладнання, механізми, пристрої захисту, блокування, засоби контролю та управління, на яких здійснювали ремонт під час зазначеного простою.

16. Перед розпалюванням котла, який був у стані резерву, необхідно проводити передпускову перевірку герметичності затвора, запірних пристроїв перед пальниками та перевірку налаштування і спрацювання ЗЗК із зазначенням результатів виконаних робіт в експлуатаційній документації.

Розпалювання котла при виявленні нещільності затворів забороняється.

17. Заповнення газопроводів котла природним газом здійснюють при ввімкнених тягодуттьових пристроях у послідовності, зазначеній в інструкції з експлуатації котельної установки, затвердженої суб'єктом господарювання.

18. Продування газопроводів котла через трубопроводи безпеки та пальникові пристрої забороняється.

19. Перед розпалюванням агрегату повинна бути виконана вентиляція топки, газоходів (у тому числі й рециркуляційних), теплої скриньки (за її наявності), а також повітропроводів протягом не менше десяти хвилин при відкритих шибах газоповітряного тракту і при витраті повітря не менше ніж 25 відсотків номінального.

20. Вентиляцію котлів, які працюють під наддувом, а також водогрійних котлів при відсутності димососів необхідно здійснювати дуттьовими вентиляторами та димососами рециркуляції (за наявності).

21. Розпалювання котла з врівноваженою тягою здійснюють при увімкнених димососах і дуттьових вентиляторах, а розпалювання котлів, які працюють під наддувом, – при увімкнених дуттьових вентиляторах.

22. Розпалювання котла, на якому відсутні ЗЗК у всіх пальників і визначена група запальних пальників, повинно розпочинатися з розпалювання цих пальників. При погашенні пальника необхідно негайно припинити подавання природного газу до нього, вимкнути його ЗЗП і провести вентиляцію пальникового пристрою при повному відкритті запірного органу на повітропроводі до нього.

Продовження розпалювання забезпечується розпалюванням наступних пальників, а повторне розпалювання відключеного пальника повинно бути проведене після усунення несправностей.

Розпалювання інших пальників котла повинно проводитися тільки при всіх працюючих запальних пальниках.

У разі не загоряння або згасання при розпалюванні будь-якого з пальників, що не входить у розпалювальну групу, необхідно припинити подачу природного газу на цей пальник і вимкнути його запальний пристрій.

Повторне розпалювання пальника котла можливе тільки після продування його повітрям, усунення причин не загоряння або згасання.

23. Розпалювання котла, всі пальники якого обладнані ЗЗК і ЗЗП, може починатися з розпалювання будь-якого пальника в послідовності, зазначеній в інструкції з експлуатації котельної установки, затвердженій технічним керівником підприємства.

При згасанні пальника необхідно припинити подачу природного газу до нього, вимкнути його ЗЗП і провести вентиляцію пальникового пристрою при повному відкритті запірного пристрою на повітропроводі до нього.

Продовження розпалювання котла забезпечується розпалюванням наступних пальників. Повторне розпалювання відключеного пальника повинно бути проведене після усунення несправностей.

24. Відключати запальний пристрій пальника допускається після встановлення стійкого горіння і стабілізації факела кожного конкретного пальника.

25. При переведенні котла з твердого або рідкого палива на природний газ при багатоярусному компонуванні пальників першими повинні переводитися на природний газ пальники нижніх ярусів.

26. Перед переведенням агрегату на спалювання природного газу необхідно проводити перевірку спрацювання ЗЗК і працездатності технологічних захистів і блокувань із газопостачання на спрацювання виконавчих механізмів або на сигнал в обсязі, який не перешкоджає роботі агрегату.

27. У випадку повного відриву факела в топці (згасання топки) необхідно негайно припинити подавання природного газу до агрегату і відключити всі ЗП.

Повторне розпалювання вентиляції топки котла, газоходів, включаючи рециркуляційні, а також замкнутий простір, який примикає до котла, із допоміжними елементами, а саме колекторами, камерами, вхідними та вихідними частинами екранів та інше («тепла скринька») проводиться тільки після усунення причин згасання факела.

28. При зупиненні агрегату необхідно:
припинити подавання природного газу у газопроводи котла і до пальників;
відкрити запірні пристрої на продувних трубопроводах і трубопроводах безпеки;

відключити ЗЗП і ЗП пальників;
виконати вентиляцію топки, газоходів і «теплої скриньки» (за її наявності) протягом десяти хвилин;

відключити тягодуттьові механізми котла.

При внутрішньому огляді та ремонті котли та інші газифіковані агрегати повинні відключатися від газопроводу за допомогою заглушок.

29. Подавання природного газу в газопроводи котла негайно припиняється персоналом ТЕС у випадках:

неспрацювання технологічних захистів, які передбачені на котельній установці;

розриву газопроводів котла;

вибуху в топці, вибуху або загоряння горючих відкладень у газоходах, неприпустимого розігрівання несучих балок каркаса котла;

обвалення обмурування, а також інших пошкоджень конструкцій, які загрожують персоналу або небезпечні для обладнання;

зникнення напруги на пристроях дистанційного або автоматичного управління;

виникнення пожежі у приміщеннях ТЕС або на обладнанні чи системах управління агрегату.

30. Аварійна зупинка агрегату здійснюється за допомогою систем захистів і блокувань, а за потреби – діями персоналу ТЕС.

При аварійній зупинці агрегату необхідно:

- припинити подавання природного газу у газопроводи агрегату та до пальників котла закриттям відповідних запірних пристроїв/арматури;
- відкрити запірні пристрої на трубопроводах безпеки;
- відключити ЗЗП і ЗП пальників.

31. При виведенні агрегату або системи газопроводів у резерв необхідно перекривати:

- ЗЗП (з електроприводом) на газопроводі до агрегату;

- ЗЗП на газопроводі перед кожним пальником;

- ЗЗП на загальному внутрішньому газопроводі до агрегату і перед кожним пальником. Після перекриття зазначених пристроїв до агрегату і перед кожним пальником необхідно відкрити ЗЗП на продувних газопроводах і трубопроводах безпеки.

Після закінчення даної операції заглушку за запірним пристроєм на відгалуженні газопроводу до котла не встановлюють.

32. При виведенні газопроводів агрегату в режим консервації, а також перед виконанням робіт, пов'язаних із розбиранням газової арматури, ремонтом внутрішніх газопроводів агрегату, роботою всередині котла, перші за ходом природного газу запірні пристрої повинні бути перекриті зі встановленням за ними інвентарних заглушок.

Газопроводи необхідно звільнити від природного газу і продути інертним газом, азотом, вуглекислим газом, парою або повітрям. Продувка вважається задовільною при концентрації природного газу в продувочній суміші не вище 20 відсотків НКМЗ.

Результати проведеної роботи фіксуються в оперативному журналі, згідно з підпунктом 5.4.6 пункту 5.4 глави 5 Правил технічної експлуатації теплових установок і мереж, затверджених наказом Міністерством палива та енергетики України від 14 лютого 2007 року № 71, зареєстрованим в Міністерстві юстиції України 05 березня 2007 року за № 197/13464.

33. Технічне обслуговування газопроводів, газового обладнання ТЕС і їх котелень повинно забезпечувати:

- огляд технічного стану;

- перевірку параметрів спрацьовування ЗЗК та ЗСК, встановлених в ГРП;

- перевірку працездатності ЗП та ЗЗП, що включено до схеми захисту і блокування котлів;

перевірку щільності фланцевих з'єднань, різьбових і зварних з'єднань газопроводів, сальникових набивок арматури за допомогою приладів або мильної емульсії;

контроль загазованості повітря в ПРГ і котельної зали;

перевірку працездатності автоматичних сигналізаторів загазованості в ПРГ і котельної зали;

перевірку спрацювання обладнання технологічного захисту, блокування і дії сигналізаторів;

включення і відключення газопроводів та газового обладнання в режимі резерву, ремонту та консервації;

проведення режимно-налагоджувальних робіт на газовикористовуючому обладнанні, що використовує природний газ.

34. Періодичний огляд технічного стану необхідно проводити не рідше ніж один раз у зміну для ГРП, внутрішніх газопроводів котельної та котлів і один раз на місяць – для надземних і підземних газопроводів.

35. Підтягування сальників на арматурі, відкачування конденсату із дренажних систем газопроводів з тиском більше ніж 0,1 МПа не допускаються.

36. Експлуатація газопроводів і газового обладнання з виявленими при огляді порушеннями забороняється.

37. Перевірку параметрів спрацювання ЗЗК та ЗСК здійснюють не рідше ніж один раз у шість місяців, за графіком затвердженим технічним керівником підприємства, а також після ремонту газового обладнання.

Результати проведеної роботи заносяться до журналу реєстрації технічного огляду (обходу) ПРГ, форма якого наведена у додатку 21 до цих Правил.

38. ЗСК в ПРГ повинні налаштовуватись на параметри, які забезпечують початок їх відкриття при перевищенні максимального робочого тиску на виході із ПРГ не більше ніж на 15 відсотків, а ЗЗК, у тому числі вмонтовані в регулятори тиску, при перевищенні робочого тиску не більше ніж на 25 відсотків.

39. При налаштуванні та перевірці параметрів спрацювання ЗЗК та ЗСК робочий тиск природного газу після регуляторів тиску на виході із ПРГ не повинен змінюватись.

40. Перевірку спрацювання ЗЗК котлів і пальників необхідно проводити перед розпалюванням котла на природному газі після простою понад три доби, перед плановим переведенням котла на використання природного газу, а також після ремонту газопроводів котла.

41. При перевірці засмічення фільтрів максимальний перепад тиску природного газу в касеті фільтра не повинен перевищувати значень, встановлених заводом-виробником, та становити не більше для:

сітчастого та вісцинового – 500 даПа;

волосяного – 1000 даПа.

Для інших типів фільтруючого матеріалу максимальний перепад тиску на фільтрі визначається заводом-виробником, але не більше 1000 даПа.

Розбирання та очищення касет фільтра необхідно проводити у місцях, віддалених від ПРГ, легкозаймистих рідин, горючих матеріалів на відстані не менше ніж 5 м.

42. Контроль загазованості в приміщенні ГРП та котельні необхідно проводити із верхньої зони приміщення стаціонарними сигналізаторами загазованості або переносним приладом не рідше ніж один раз за зміну.

43. При виявленні підвищеної концентрації природного газу в приміщенні котелень необхідно організувати додаткову вентиляцію приміщення, з'ясувати причину і негайно усунути витoki природного газу.

Перевірку стаціонарних сигналізаторів загазованості на спрацювання необхідно здійснювати відповідно до вимог документації з експлуатації заводу-виробника з відміткою в оперативному журналі, згідно з підпунктом 5.4.6 пункту 5.4 глави 5 Правил технічної експлуатації теплових установок і мереж, затверджених наказом Міністерством палива та енергетики України від 14 лютого 2007 року № 71, зареєстрованим в Міністерстві юстиції України 05 березня 2007 року за № 197/13464.

44. Перевірка спрацювання пристроїв технологічного захисту і дій по максимальному і мінімальному тисках природного газу в газопроводах проводиться у строки відповідно до вимог документації з експлуатації заводу-виробника.

При перевірці газопроводів робочий тиск природного газу не повинен змінюватись.

45. Технічне обслуговування систем газопостачання необхідно проводити не рідше ніж один раз на шість місяців. Обсяги робіт встановлюються згідно з переліком робіт з технічного огляду (обходу) об'єктів систем газопостачання визначеним у додатку 1 до Порядку технічного огляду.

46. Під час технічного обслуговування ПРГ необхідно виконувати: перевірку ходу і щільності затвору вимикаючих пристроїв (запірної арматури, кранів, ЗЗК і ЗСК);

перевірку щільності фланцевих і зварних з'єднань газопроводів, сальникових набивок арматури приладовим методом або мильною емульсією;
 перевірку щільності місць проходження з'єднань, приводних механізмів з регулюючими клапанами;
 огляд та очищення фільтрів;
 перевірку з'єднань приводів із регулюючими клапанами, усунення люфту та інших несправностей в кінематичній передачі;
 продування імпульсних ліній ЗВТ, запобіжних, запірних і регулюючих клапанів;
 перевірку параметрів настроювань ЗЗК та ЗСК;
 змащення тертьових частин, набивання (підтягування) сальників арматури, при необхідності очищення;
 визначення щільності та чутливості мембран регуляторів тиску природного газу та регулятора управління до нього (за наявності);
 перевірка щільності прилягання клапанів до сидла, стану мембран;
 ремонт або заміна зношених деталей;
 перевірка надійності кріплень конструкційних вузлів, які не підлягають розбиранню;
 чистка касети фільтра;
 роботи передбачені пунктом 5.1 розділу V додатка 1 до Порядку технічного огляду. Результати виконання робіт, з письмовим підтвердженням виконання кожної з передбачених даним пунктом робіт, фіксуються в журналі технічного обслуговування і ремонту ПРГ, форма якого наведена у додатку 24 до цих Правил.

47. При технічному обслуговуванні внутрішніх газопроводів необхідно здійснювати:

перевірку щільності фланцевих і зварних з'єднань газопроводів, сальникових набивок арматури приладами або мильною емульсією;
 набивання (підтягування) сальників арматури, при необхідності – очищення;
 продування імпульсних ліній ЗВТ;
 виявляти можливі витoki природного газу, перевіряти стан опор, компенсаторів, контурів заземлення, виявляти порушення кріплення, провисання труб, стан запірних пристроїв, ізолюючих фланцевих з'єднань, наявність діелектричних підкладок, стан захисного фарбування, стан ізоляційного покриття в місцях виходу газопроводів із землі (при переходах з підземної ділянки на надземну). Результати виконання робіт, з письмовим підтвердженням виконання кожної з передбачених даним пунктом робіт, фіксуються в журналі реєстрації результатів періодичного огляду (обходу) трас газопроводів, форма якого наведена у додатку 12 до цих Правил.

48. Поточний ремонт системи газопостачання необхідно проводити не рідше ніж один раз на дванадцять місяців на відключеному обладнанні та газопроводах зі встановленням заглушок на границях ділянки, що відключається.

49. До початку та в процесі виконання робіт в приміщенні котельні необхідно здійснювати контроль повітря робочої зони. При концентрації природного газу в приміщенні понад 20 відсотків НКМЗ виконання робіт необхідно припинити.

Після закінчення ремонтних робіт систему газопостачання необхідно випробувати на щільність, а після зварювальних робіт – на міцність і щільність.

Зварювальні стики перевіряються неруйнівними методами контролю, згідно з вимогами Кодексу 2:2021.

Результати випробувань заносять до експлуатаційного паспорта газопроводу, форма якого наведена у додатку 2 до цих Правил.

50. При експлуатації ЗВТ та пристроїв автоматизації повинні виконуватись вимоги Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Комітету по нагляду за охороною праці, Міністерства праці та соціальної політики України від 09 січня 1998 року № 4, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 10 лютого 1998 року за № 93/2533.

Повинні передбачатися заземлення ЗВТ, металевих конструкцій для монтажу датчиків та інших металоконструкцій, зв'язаних з установкою електроустаткування, відповідно до вимог ПУЕ, ПТЕЕС, та інструкцій заводів-виробників.

51. Значення величин спрацювання автоматики безпеки і засобів сигналізації повинні відповідати параметрам, зазначеним у технічному звіті суб'єкта господарювання, що виконував роботи з їх налагоджування. Виписку з даного звіту параметрів налаштування розміщують на робочих місцях.

Експлуатація ЗВТ і пристроїв автоматики повинна здійснюватися відповідними підрозділами суб'єкта господарювання. Дані підрозділи повинні мати експлуатаційну документацію, отриману від виробників разом з ЗВТ.

ЗВТ і засоби автоматизації на об'єктах Оператора ГРМ повинні розташовуватися в приміщеннях або шафах (боксах), що мають контроль доступу.

52. Автоматизована система контролю та управління технологічними процесами повинна забезпечувати оперативний централізований дистанційний контроль (по каналах зв'язку) та управління параметрами технологічного процесу.

53. У паспорті на газове господарство повинні зазначатися всі зміни щодо засобів автоматизації і ЗВТ, які встановлені на об'єкті системи газопостачання, з додаванням відповідних схем, а також повинні відображатися такі основні дані:

- повідомлення про відповідальних осіб;
- короткі повідомлення про ЗВТ на ГРП (ГРУ);
- повідомлення про ЗВТ на газовикористовуючих установках;
- повідомлення про проведені ремонти і заміни ЗВТ тощо.

54. На об'єктах газового господарства повинен вестися експлуатаційний паспорт з вказівками про виконані ремонтні роботи, ревізії, налагодження тощо і експлуатаційний журнал з вказівками виявлених недоліків ЗВТ і засобів автоматизації в кожній зміні, а також заходів щодо усунення даних недоліків і термінів їх фактичного виконання. Експлуатаційний журнал повинен бути прошнурований і знаходитись у чергового персоналу. Контроль за правильним веденням експлуатаційних журналів покладається на осіб, відповідальних за безпечну експлуатацію газового господарства.

5. Вимоги до технічної експлуатації ВБСГ, газових мереж внутрішнього газопостачання

1. Дана глава встановлює вимоги до безпечного використання природного газу в побуті, технічної експлуатації ВБСГ, газових мереж внутрішнього газопостачання, безпеки використання в побуті ЗВТ природного газу житлових і громадських будинків, комунально-побутових об'єктів не виробничого призначення.

2. При заселенні газифікованих будинків-новобудов, після капітального ремонту, при зміні власника квартири (будинку), за зверненням власника (орендаря (наймача) та/або управителя, співвласників та/або управителя БКБ) Оператор ГРМ проводить інструктаж із безпечної експлуатації газовикористовуючого обладнання власників (орендарів (наймачів), споживачів) квартир (приватних будинків) на діючому газовикористовуючому обладнанні або безпосередньо у квартирах/будинках перед первинним пуском природного газу.

Інструктаж власників (орендарів (наймачів), споживачів) проводиться Оператором ГРМ шляхом надання пам'ятки споживача щодо поводження з природним газом у побуті, форма якої наведена у додатку 5 до Порядку ТО ВБСГ

3. Приміщення, в яких встановлюють газовикористовуюче обладнання повинні бути оснащені сигналізаторами контролю мікроконцентрацій чадного газу та контролю довибухових концентрацій природного газу відповідно до положень ДБН В.2.5-20:2018.

Перевірка спрацювання сигналізаторів, встановлених в даних приміщеннях, повинна проводитись в терміни, передбачені інструкціями заводів-виробників, але не рідше одного разу на рік. Відповідальність за дотримання термінів перевірки покладається на власника.

4. Власник (орендар (наймач) та/або управитель, співвласники та/або управитель БКБ) повинен забезпечити технічне обслуговування газових мереж внутрішнього газопостачання, газового або газовикористовуючого обладнання, сигналізаторів контролю мікроконцентрацій чадного газу та контролю довибухових концентрацій природного газу житлових і громадських будинків, комунально-побутових об'єктів невинробничого призначення відповідно до вимог чинного законодавства України.

Перелік видів робіт, які входять до ТО ВБСГ в житлових будинках, визначений наказом Міністерства енергетики та захисту довкілля України від 27 травня 2020 року № 342, зареєстрованим в Міністерстві юстиції України 27 липня 2020 року за № 704/34987.

Умови для їх технічного обслуговування забезпечуються власником (орендарем (наймачем) та/або управителем, співвласниками та/або управителем БКБ), управителем відповідно до вимог чинного законодавства України.

5. Теплогенератори повинні бути обладнані автоматичними пристроями, що забезпечують відключення пальників за умови:

- припинення подавання природного газу;
- зниження тиску природного газу на пальниках нижче робочого;
- погасання полум'я;
- відсутності тяги в димоході;
- перевищення температури теплоносія.

6. Підлягає відключенню від системи газопостачання обладнання житлових і громадських будинків, комунально-побутових об'єктів невинробничого призначення із встановленням заглушки або пломби за умови:

- наявності витоків природного газу;
- несправної автоматики безпеки;
- нещільностей або несправностей димових і вентиляційних каналів;
- відсутності тяги в димових і вентиляційних каналах;
- самовільного підключення газовикористовуючого обладнання споживача до системи газопостачання;

незабезпечення власником (орендарем (наймачем) та/або управителем, співвласниками та/або управителем БКБ) технічного обслуговування згідно з вимогами пункту 4 цієї глави;

не відповідності системи газопостачання житлового будинку технічній документації;

незабезпечення власником (орендарем (наймачем) та/або управителем, співвласниками та/або управителем БКБ) протягом тридцяти днів, з дати виникнення обов'язку, проходження перевірки димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових і громадських будинків, нормативна періодичність проведення якої визначена пунктом 11 глави 6 цього розділу.

7. При виконанні капітального ремонту газових мереж внутрішнього газопостачання житлових і громадських будинків, та/або димових та вентиляційних каналів, необхідно відключати газовикористовуюче обладнання зі встановленням заглушок та оформленням представником Оператора ГРМ акта припинення газопостачання, форма якого наведена у додатку 7 до Порядку ТО ВБСГ.

На заглушку чи кран з заглушкою Оператора ГРМ встановлює пломбувальний пристрій, що унеможливило його самовільне відкриття.

Газовикористовуюче обладнання при виконанні капітального ремонту житлових і громадських будинків, комунально-побутових об'єктів не виробничого призначення відключається Оператором ГРМ за заявою власника або управителя.

8. Власники (орендарі (наймачі) та/або управителі, співвласниками та/або управителем БКБ) житлових і громадських будинків, підприємств комунального та побутового обслуговування населення зобов'язані:

забезпечувати безперешкодний доступ до всіх приміщень будинків представникам Оператора ГРМ та/або суб'єкта господарювання, що здійснює технічне обслуговування газового або газовикористовуючого обладнання, для проведення обслуговування, перевірки приміщень на загазованість та за необхідності відключення газовикористовуючого обладнання, локалізації та ліквідації аварійних ситуацій;

утримувати в належному стані підвали, технічні коридори та підпілля, забезпечувати постійне підтримання в робочому стані їх електроосвітлення і вентиляцію;

утримувати в належному стані ущільнення вводів підземних комунікацій в підвалах будинків, а також місць перетинів газопроводами елементів будівель;

утримувати в належному до експлуатації стані системи газопостачання; своєчасно перевіряти стан і за потреби проводити ремонт димових і вентиляційних каналів, оголовків димоходів;

надавати заяву Оператору ГРМ про подавання природного газу до ВБСГ за п'ять днів до заселення;

повідомляти Оператора ГРМ про необхідність відключення газовикористовуючого обладнання у разі несправності димових і вентиляційних каналів;

своєчасно перевіряти стан і у разі потреби проводити ремонт систем урівнювання потенціалів усіх металевих комунікацій (у тому числі й газових)

всередині будівлі та перевіряти системи захисного заземлення, змонтованого в будівлі обладнання, яке з'єднано одночасно з газовою та електричною мережею.

Представникам суб'єкта господарювання, що виконують технічне обслуговування (перевірку та очищення) димових та вентиляційних каналів, має надаватись доступ до місць їх розміщення, для виконання робіт з перевірки та очищення димових і вентиляційних каналів.

9. Забезпечення вжиття заходів щодо експлуатації котелень, що належать співвласникам БКБ на праві спільної сумісної власності (дахових, прибудованих та/або таких, що розташовані на прибудинковій території), здійснюється співвласниками та/або управителем БКБ. Безпосереднє виконання робіт передбачене цими Правилами, зокрема відповідно до глави 3 цього розділу, здійснюється виключно суб'єктами господарювання, які мають право виконувати відповідні роботи, на підставі укладених договорів.

6. Вимоги до експлуатації та виконання робіт з технічного обслуговування димових і вентиляційних каналів

1. Ця глава встановлює вимоги до експлуатації та забезпечення належного виконання робіт з технічного обслуговування димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових і громадських будинків.

2. Власники (орендарі (наймачі) та/або управителі, співвласники та/або управитель БКБ), мають забезпечити своєчасне технічне обслуговування (перевірку та очищення) димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових і громадських будинків.

За безпечну експлуатацію димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових і громадських будинків відповідають власники (орендарі (наймачі) та/або управителі, співвласники та/або управитель БКБ).

Перевірка та очищення димових та вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків повинні виконуватися суб'єктом господарювання, який має висновок Держенергонагляду щодо відповідності суб'єкта господарювання вимогам з забезпечення належного виконання робіт з технічного обслуговування димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків, форма якого наведена у додатку 25 до цих Правил (далі – висновок відповідності).

3. При газифікації та подальшій експлуатації житлових і громадських будинків, в яких встановлено газовикористовуюче обладнання з відведенням продуктів згорання в димоходи, власнику (орендарю (наймачу) та/або управителю, співвласникам та/або управителю БКБ) необхідно забезпечити

первинну та надалі періодичні перевірки та очищення димових і вентиляційних каналів.

4. При первинній перевірці димових і вентиляційних каналів визначають: прохідність каналів (відсутність засмічення і наявність тяги); відокремленість каналів; наявність і справність протипожежних переділок від горючих конструкцій; наявність поблизу оголовків встановлених приладів, обладнання у зоні вітрового підпору, що заважає належному повітрообміну; справність та правильність розташування оголовку димоходу відносно даху і розташованих поблизу споруд і дерев з урахуванням зони вітрового підпору; відсутність сажі та смоли на внутрішніх поверхнях; наявність герметичного притвору металопластикових вікон; отвори для природного припливу повітря.

Зоною вітрового підпору оголовку каналу є простір нижче ліній, проведених під кутом 45 градусів до горизонту від найвищих точок, розташованих поблизу споруд і дерев.

Площа перетину з'єднувального патрубку від газовикористовуючого обладнання з відведенням продуктів згорання до димоходу не повинна бути меншою ніж площа перетину патрубка газовикористовуючого обладнання, який з'єднують з димоходом. Площа перетину димової труби повинна відповідати вимогам технічної документації заводів-виробників.

Нормальною тягою димоходу вважається мінімальне розрідження в димоході, встановлене чинними нормативно-правовими актами на газовикористовуюче обладнання з відведенням продуктів згорання, які підключені до димоходу, але не менше 2 Па.

5. При періодичних перевірках димових і вентиляційних каналів, зокрема, перевіряється:

прохідність каналів (відсутність засмічення і наявність тяги); наявність поблизу оголовків встановлених приладів, обладнання у зоні вітрового підпору, що заважає належному повітрообміну; справність та правильність розташування оголовку димоходу відносно даху і розташованих поблизу споруд і дерев з урахуванням зони вітрового підпору; відсутність сажі та смоли на внутрішніх поверхнях;

Результати перевірок димових і вентиляційних каналів оформлюються актом ДВК.

6. Для димоходів і вентиляційних каналів, які знаходяться в зоні вітрового підпору, необхідно передбачати заходи, що запобігають перекиданню тяги в каналах.

При нарощуванні димової труби за допомогою сталевого, керамічного або азбестоцементного патрубка труби утеплюють на всю довжину для запобігання утворенню конденсату.

7. При первинній перевірці димових і вентиляційних каналів у газифікованих приміщеннях новобудов житлових і громадських будинків перевіряють повітрообмін приміщень, де встановлене газовикористовуюче обладнання/устаткування приладовим методом.

Повітрообмін приміщень, де встановлене газовикористовуюче обладнання/устаткування повинен відповідати вимогам ДБН В.2.5-20:2018.

При незабезпеченні необхідної кількості повітря, що подається та/або видаляється з приміщення, або кратності повітрообміну газовикористовуюче обладнання в експлуатацію не приймають.

8. В приміщеннях (у тому числі суміжних), які обладнані газовикористовуючим обладнанням з відкритою камерою згоряння та відводом продуктів згоряння в димоходи, забороняється влаштування витяжної вентиляції з механічним спонуканням.

В приміщеннях житлових та громадських будинків, комунально-побутових об'єктів, де експлуатується газовикористовуюче обладнання з відводом продуктів згоряння в димоходи, забороняється закривати природно витяжну вентиляцію.

9. При прийнятті в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів вентиляційні канали газифікованих приміщень повинні відповідати вимогам ДБН В.2.2-15:2019 «Житлові будинки. Основні положення», затверджених наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 26 березня 2019 року № 87 та ДБН В.2.5-67:2013 «Опалення, вентиляція та кондиціонування», затверджених наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 25 січня 2013 року № 24.

10. Вентиляційні канали необхідно виводити вище зони вітрового підпору, а при розташуванні поряд з димовими трубами – мати висоту, що дорівнює висоті цих труб.

Вентиляційні канали мають бути передбачені (встановлені) в приміщеннях житлових та громадських будинків, комунально-побутових об'єктів де експлуатується газовикористовуюче обладнання.

11. Періодичній перевірці та за необхідності очищенню підлягають:

димові канали (димоходи) опалювальних печей та теплогенераторів, котлів, які працюють сезонно, – не рідше ніж один раз на рік (перед початком опалювального сезону), які працюють цілий рік, – два рази на рік;

димові канали (димоходи) опалювально-варильних печей не рідше ніж два рази на рік (перед початком і після закінчення опалювального сезону);

димові канали (димоходи) від теплогенераторів для гарячого водопостачання, ресторанних газових плит (залежно від матеріалу) – не рідше ніж один раз на шість місяців (цегляні, цегляні та азбестоцементні, цегляні й керамічні димоходи) і не рідше ніж один раз на рік (металеві – з товщиною стінки не менше ніж 3 мм, азбестоцементні, керамічні та із жаростійкого бетону).

Виконання робіт з технічного обслуговування димових каналів (димоходів) газовикористовуючого обладнання з відведенням продуктів згоряння через зовнішню стіну будинку необхідно проводити одночасно з обслуговуванням газового обладнання за документацією з експлуатації заводів-виробників, але не рідше одного разу на рік.

Вентиляційні канали підлягають перевірці та за необхідності очищенню одночасно з димовими каналами. У разі відсутності димових каналів вентиляційні канали підлягають перевірці один раз на рік.

Первинна або періодична перевірка та очищення димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків оформляються актом ДВК.

12. Акт ДВК вважається чинним з дати проведення останньої перевірки та до нормативно встановленого з дати її наступного проведення відповідно до вимог, визначених у пункті 11 цієї глави, але в будь-якому випадку не може перевищувати:

шість місяців з дати останньої перевірки відповідних димоходів та/або димових каналів;

дванадцять місяців з дати останньої перевірки відповідних вентиляційних каналів.

13. Формування акта ДВК здійснюється засобами ІКС, вимоги до якої визначені підпунктом 1 пункту 19 цієї глави, з обов'язковим генеруванням (формуванням) QR-коду, який містить у собі посилання на електронну версію акта ДВК із зазначенням дати, часу, результатів проведення перевірки та очищення димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків.

На вимогу власника (орендаря (наймача) та/або управителя, співвласників та/або управителя БКБ), ідентична за документальною інформацією та реквізитами паперова версія акту ДВК формується засобами ІКС і підписується власноручними підписами.

14. Акт ДВК передається засобами електронної комунікації власнику (орендарю (наймачу) та/або управителю, співвласникам та/або управителю БКБ), Оператору ГРМ, відповідному територіальному органу Держенергонагляду.

15. У випадку виявлення несправних та непридатних до подальшої експлуатації димових та/або вентиляційних каналів у приміщеннях будинків, де встановлене газовикористовуюче обладнання, суб'єкт господарювання, який виконує роботи з технічного обслуговування (перевірки та очищення) димових і вентиляційних каналів, зобов'язаний скласти акт ДВК, що міститиме припис про заборону користування газовикористовуючим обладнанням, та направити власнику (орендарю (наймачу) та/або управителю, співвласникам та/або управителю БКБ) засобами електронної комунікації.

Власник (орендар (наймач) та/або управитель, співвласники та/або управитель БКБ), у разі отримання акту ДВК, що містить припис про заборону користування газовикористовуючого обладнання зобов'язаний звернутися (письмово) до Оператора ГРМ про припинення газопостачання (розподілу природного газу) на об'єкті власника (орендаря (наймача) та/або управителя, співвласників та/або управителя БКБ).

16. До початку робіт із ремонту димових і вентиляційних каналів, заміни газовикористовуючого обладнання і пічного опалення власником (орендарем (наймачем) та/або управителем, співвласниками та/або управителем БКБ) житлового будинку подається заява, оформлена у довільній формі, до Оператора ГРМ про необхідність припинення газопостачання.

Ремонтні роботи димових каналів допускається починати тільки після припинення газопостачання.

Після кожного ремонту димоходи підлягають позачерговій перевірці та, за необхідності, очищенню.

Після заміни газовикористовуючого обладнання димові та вентиляційні канали підлягають позачерговій перевірці.

Перед відновленням газопостачання (розподілу природного газу) димові та вентиляційні канали підлягають позачерговій перевірці відповідно до пункту 5 цієї глави.

17. Перевірка та за необхідності очищення з'єднувальних димовідвідних труб, які застосовуються для з'єднання газовикористовуючого обладнання з відводом продуктів згорання з димовим каналом, проводяться разом з перевіркою димових та вентиляційних каналів у строки, визначені у пункті 11 цієї глави. Власник (орендар (наймач) та/або управитель, співвласники та/або управитель БКБ) має забезпечити вільний демонтаж з'єднувальних димовідвідних труб, які застосовуються для з'єднання газовикористовуючого обладнання з відводом продуктів згорання з димовим каналом.

18. Технічне обслуговування колективної димовідвідної системи та димоходів, які проходять крізь зовнішню стіну без влаштування вертикального каналу і забезпечують баланс притоку повітря до камери згорання та організований відвід продуктів згорання у зовнішнє середовище у функціональному взаємозв'язку з автоматикою безпеки газовикористовуючого обладнання із закритою камерою згорання, проводить з урахуванням вимог документації з експлуатації заводу-виробника обслуговуюче підприємство або суб'єкт господарювання, який має право на виконання цих видів робіт.

19. Для належного виконання робіт з технічного обслуговування (перевірки та очищення) димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків суб'єкт господарювання зобов'язаний:

1) забезпечити автоматизацію керування, моніторингу перевірки та очищення димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків, шляхом використання власної ІКС на яку побудована КСЗІ з підтвердженою відповідністю, що забезпечує захист інформації в ІКС з гарантованим фіксуванням дати та часу конкретних дій в межах процесу виконання робіт з технічного обслуговування димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків, а також забезпечує цілісність, доступність передачі інформації від суб'єкта господарювання до Оператора ГРМ;

2) суб'єкт господарювання, який виконує роботи з перевірки та очищення димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків, має підтвердити відповідність КСЗІ ІКС, що здійснюється за результатами державної експертизи в порядку, встановленому чинним законодавством України й отримати атестат відповідності КСЗІ ІКС, які відповідають вимогам чинних нормативно-правових актів з питань щодо технічного захисту інформації.

7. Вимоги щодо надання Держенергонаглядом висновку відповідності

1. Ця глава визначає порядок здійснення контролю за дотриманням суб'єктами господарювання вимог щодо забезпечення належного виконання робіт з технічного обслуговування димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків.

2. Підтвердження відповідності дотримання суб'єктами господарювання вимог встановлених підпунктами 1–2 пункту 19 глави 6 цього розділу

здійснюється шляхом контролю Держенергонаглядом їх дотримання та видачі висновку відповідності.

3. Для одержання висновку відповідності суб'єкт господарювання подає або надсилає поштою до Держенергонагляду, заяву на отримання висновку відповідності суб'єкта господарювання вимогам з забезпечення належного виконання робіт з технічного обслуговування димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків, форма якої наведена у додатку 26 до цих Правил (далі – заява), до якої додається належним чином завірена копія дійсного атестата відповідності КСЗІ ІКС, отриманого суб'єктом господарювання за результатами державної експертизи, в порядку встановленому законодавством, який засвідчує, що зазначена КСЗІ ІКС забезпечення автоматизації, керування та моніторингу перевірки та очищення димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків належить суб'єкту господарювання і відповідає вимогам чинних нормативно-правових актів з питань щодо технічного захисту інформації, і зареєстрована в Адміністрації Держспецзв'язку.

4. Висновок відповідності видається на безоплатній основі. Строк дії висновку відповідності є необмеженим.

5. Підставами для відмови у видачі суб'єкту господарювання висновку відповідності є:

1) подання неповного пакета документів, необхідних для видачі висновку визначених у пункті 3 цієї глави;

2) виявлення в наданих документах недостовірних відомостей.

6. Рішення про видачу висновку відповідності чи повідомлення суб'єкта господарювання про відмову в його видачі приймається протягом тридцяти робочих днів з дня отримання Держенергонаглядом, документів, зазначених у пункті 3 цієї глави.

7. Висновок відповідності може бути анульований у наступних випадках:

1) заява суб'єкта господарювання про анулювання висновку відповідності;

2) припинення юридичної особи (злиття, приєднання, поділ або ліквідація) або підприємницької діяльності фізичною особою – підприємцем;

3) виявлення у поданих суб'єктом господарювання документах недостовірних відомостей щодо його відповідності вимогам до виконання робіт

з технічного обслуговування (перевірки та очищення) димових і вентиляційних каналів комунально-побутових об'єктів, житлових та громадських будинків.

Перелік підстав для анулювання висновку відповідності, наведений у підпунктах 1–3 цього пункту, є вичерпним.

Про анулювання висновку відповідності суб'єкт господарювання повідомляється у письмовій формі із зазначенням підстав щодо його анулювання протягом п'яти днів з дня прийняття рішення Держенергонаглядом.

8. Дія висновку відповідності припиняється через десять робочих днів з дня прийняття рішення про його анулювання.

9. Держенергонагляд оприлюднює інформацію про видачу та анулювання висновків відповідності на своєму офіційному вебсайті.

8. Вимоги до організації та проведення робіт на діючих системах газопостачання

1. Зниження тиску природного газу в діючому газопроводі при виконанні робіт із підключення до нього нових газопроводів необхідно проводити за допомогою вимикаючих пристроїв або регуляторів тиску.

2. Надлишковий тиск повітря в газопроводах, які підключаються, повинен зберігатися до початку робіт із підключення або пуску природного газу.

3. Після врізання відгалужень у діючий газопровід місце з'єднання необхідно перевіряти на щільність приладовим методом з чутливістю (ціною поділки) приладу до 0,001 (0,1 об'ємного відсотка) або за допомогою мильної емульсії.

4. Всі об'єкти систем газопостачання і газове обладнання перед їх підключенням до діючих газопроводів, а також після ремонту підлягають зовнішньому огляду та опресовуванню повітрям.

Пуск природного газу в газопровід без його зовнішнього огляду та контрольного опресовування не допускається.

5. Зовнішні газопроводи всіх тисків перед підключенням до діючих газопроводів при відсутності в них надлишкового тиску природного газу підлягають контрольному опресовуванню тиском 0,1 МПа.

Вимоги до манометра:

клас точності – не гірше 1,0, шкала від 0 до 1,6 МПа;

діаметр – не менше 160 мм.

Падіння тиску природного газу не повинно спостерігатися протягом десяти хвилин. Контроль падіння тиску необхідно проводити не раніше ніж через п'ять хвилин після створення тиску у газопроводі.

6. Контрольне опресування внутрішніх газопроводів промислових і сільськогосподарських підприємств, котелень, підприємств комунально-побутового обслуговування населення виробничого призначення, а також обладнання і газопроводів ПРГ проводять тиском 0,01 МПа.

Вимогою до манометра є ціна поділки манометра – 1 даПа (1 мм H₂O).

Падіння тиску не повинно перевищувати 10 даПа за одну годину.

7. Контрольне опресування внутрішніх газопроводів і газового обладнання житлових і громадських будинків повинно проводитися тиском 500 даПа.

Вимогою до манометра є ціна поділки – 1 даПа (1 мм H₂O).

Падіння тиску не повинно перевищувати 20 даПа за п'ять хвилин.

8. Якщо оглянуті та опресовані газопроводи не були заповнені природним газом, то при поновленні робіт із пуску природного газу вони повинні повторно оглядатися й опресовуватися в обсягах, встановлених чинними нормативно-правовими актами.

9. Здійснення ремонту, електрогазозварювання та різання газопроводів на діючих газопроводах необхідно проводити під надлишковим тиском природного газу 10–200 даПа, який контролюється протягом всього часу виконання роботи. Рекомендується враховувати значення надлишкового тиску природного газу в місці проведення вогневих, залежно від технології виконання робіт, відповідно до розробленої виробничої інструкції й плану виконання робіт. При зниженні тиску природного газу нижче 10 даПа і підвищенні його понад 150 даПа різання або зварювання необхідно припинити.

Рекомендовані значення допустимого надлишкового тиску природного газу в газопроводі при виконанні вогневих робіт

№ з/п	Місце проведення зварювальних робіт	Діаметр газопроводу, мм	Допустимий надлишковий тиск природного газу в газопроводі, даПа	Примітки
1	2	3	4	5
1	Зовнішні системи газопостачання зовні будинків	Менш як 100	40–200	Тиск природного газу контролюється постійно по
		Понад 100 і менш ніж 300	20–100	

	та споруд систем газопостачання	300 та більше	10–50	манометру, що встановлений не далі 100 м від місця проведення робіт
2	Газопроводи всередині будинків та споруд систем газопостачання	Всі діаметри	Не допускається	Роботи виконувати на ділянках відключених та продутих повітрям, або газом, що не підтримує горіння (інертні гази, азот, вуглекислий газ)

Для контролювання тиску природного газу в місці проведення робіт необхідно використовувати манометр, розміщений на відстані не більше 100 м від місця проведення робіт.

Для зниження теплового навантаження допускається подача природного газу, що не підтримує горіння (інертні гази, азот, вуглекислий газ) в газопровід.

Штуцери для подачі даних газів в газопровід природного газу вварюються на відстані 100–200 мм від місця зварювання/різання. Після виконання вогневих робіт штуцери відрізаються, місця їх приварювання заварюються наглухо.

10. Перевірка герметичності газопроводів, арматури та приладів з використанням відкритого вогню забороняється.

11. Застосування відкритого вогню в місцях проведення робіт на діючих системах газопостачання при можливих витіках природного газу забороняється.

Котловани та траншеї при проведенні в них робіт повинні огорожуватися та мати розміри, достатні для проведення робіт. Поблизу місця робіт повинні встановлюватися попереджувальні знаки безпеки.

Для закріплення стінок котлованів та траншей необхідно застосовувати інвентарні кріплення.

12. Демонтаж інвентарних заглушок, встановлених на відгалуженнях до споживачів, провадиться за вказівкою особи, відповідальної за проведення робіт із пуску природного газу, після огляду та опресування газопроводу.

13. Під час пуску природного газу газопроводи повинні продуватися природним газом до витіснення повітря. Закінчення продування визначається аналізом або спалюванням відібраних проб. Об'ємна частка кисню в пробі

природного газу не повинна перевищувати 1 відсоток, а згоряння природного газу повинно проходити стабільно, без спалахів.

При продуванні газопроводів забороняється випускати газоповітряну суміш у приміщення, сходові клітини, а також у димоходи, вентиляційні канали тощо. Приміщення, в яких проводиться продування газопроводів, повинні провітрюватися.

Газоповітряна суміш при продуванні газопроводів повинна випускатися в місця, де неможливе її попадання в приміщення, а також займання від будь-якого джерела вогню.

14. Під час демонтажу газового обладнання ділянки газопроводу до нього повинні відрізатися у місцях відводу від розподільчих газопроводів та заварюватись. Відрізана ділянка газопроводу повинна бути продута повітрям або інертним газом та заварена з двох кінців.

15. Інвентарні заглушки, які встановлюються на газопроводах, повинні відповідати робочому тиску природного газу та мати хвостовики з маркуванням тиску і діаметра.

16. Набивання сальників запірної арматури без застосування спеціальних пристроїв, розбирання різьбових з'єднань конденсатозбірників на зовнішніх газопроводах середнього і високого тисків допускається при тиску природного газу не більше ніж 0,1 МПа.

17. Заміна прокладок фланцевих з'єднань на зовнішніх газопроводах допускається при тиску природного газу в газопроводі 40–200 даПа.

Розбирання фланцевих, різьбових з'єднань і арматури на внутрішніх газопроводах (всередині будинку, будівлі, споруди, цеху, установки тощо та ВБСГ БКБ) будь-якого тиску повинно проводитися за умови відключення від газопостачання і встановлення заглушки на ділянці газопроводу.

18. Допускається змащування кранів на газопроводі низького тиску природного газу діаметром до 50 мм внутрішньої й зовнішньої систем газопостачання будинку без припинення подачі природного газу за умови застосування спеціальних пристроїв та дотримання необхідних заходів безпеки, передбачених виробничими інструкціями.

Приміщення, де проводяться роботи, повинні постійно провітрюватись до завершення робіт і перевірки приміщення на відсутність загазованості приладовим методом.

19. Ліквідація льодових, гідратних, нафталінових та інших закупорок газопроводів шляхом заливання розчинників або відігрівання парою

допускається при тиску природного газу в газопроводі не більше ніж 500 даПа. Застосування відкритого вогню для відігрівання газопроводів забороняється.

20. На час виконання робіт з ліквідації закупорювань газопроводів необхідно попереджати споживачів про необхідність відключення обладнання, що використовує природний газ.

21. Різьові й фланцеві з'єднання, які розбиралися для усунення закупорок в газопроводі, після збирання необхідно перевіряти на герметичність приладом або мильною емульсією.

9. Вимоги до організації роботи АДС

1. Контроль і оперативно-диспетчерське керівництво аварійно-відновлювальними роботами на об'єктах системи газопостачання здійснюється підрозділами АДС Оператора ГРМ відповідно до вимог чинного законодавства України.

Локалізація аварійних ситуацій здійснюються підрозділами АДС, що працюють цілодобово і без вихідних.

АДС повинні забезпечуватись:

телефонним зв'язком «104» відповідно до вимог Національного плану нумерації України, затвердженого наказом Адміністрації Державної служби спеціального зв'язку та захисту інформації України від 26 серпня 2023 року № 758, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 31 серпня 2023 року за № 1534/40590, зблокованим засобом запису телефонних переговорів;

каналами зв'язку з комунікаційним центром «Служба 112»;

зв'язком з територіальними підрозділами ДСНС, центром екстреної медичної допомоги та медицини катастроф, поліцією, оператором системи розподілу;

автономними засобами зв'язку;

схемою газопроводів високого і середнього тисків населених пунктів з чисельністю населення понад п'ятдесят тисяч або комп'ютерними геоінформаційними схемами;

планшетами газопроводів масштабом не більше 1:1000 або комп'ютерними геоінформаційними схемами газопроводів.

Чисельність і технічне оснащення АДС (філій) встановлюється Оператором ГРМ, виходячи із характеру та обсягів повідомлень (заявок), що надходять на АДС, з врахуванням місцевих умов і місця дислокації, з урахуванням необхідності прибуття бригади АДС на місце аварій не пізніше ніж за сорок хвилин з моменту виїзду. На аварійний виклик бригада АДС повинна виїхати протягом п'яти хвилин з моменту отримання повідомлення (заявки). При цьому час надходження (реєстрації) повідомлення (заявки) визначається часом закінчення телефонної розмови з заявником.

2. Експлуатаційні підрозділи Оператора ГРМ, які не мають у своєму складі АДС, повинні обслуговуватися найближчою АДС Оператора ГРМ. Закріплення за АДС зони обслуговування здійснюється наказом Оператора ГРМ.

3. Підприємства, що самостійно експлуатують системи газопостачання, виконують аварійні роботи силами та засобами власної газової служби із залученням у разі необхідності АДС Оператора ГРМ на договірних засадах.

4. Локалізація та ліквідація аварій на промислових підприємствах виконуються газовими службами підприємства. Участь АДС Оператора ГРМ в роботах з локалізації аварійної ситуації обумовлюється планом локалізації та ліквідації аварій цих підприємств, погодженим з Оператором ГРМ, на договірних засадах.

5. З кожною бригадою АДС по кожній темі повинні проводитися тренувальні заняття відповідно до вимог чинних нормативно-правових актів.

Тренувальні заняття повинні проводитися в умовах, максимально наближених до реальних.

Проведені тренувальні заняття фіксуються у журналі проведення тренувальних занять з бригадами АДС, за рекомендованою формою наведеною у додатку 27 до цих Правил.

6. Виклики, що надходять до АДС, повинні реєструватися в журналі прийому заявок АДС (в тому числі може вестись в електронному вигляді) із зазначенням: часу надходження повідомлення (заявки), адреси, прізвище, ім'я, ім'я по батькові (за наявності) заявника, причини надходження повідомлення (заявки), часу виїзду і прибуття на місце бригади АДС, часу виконання заявки, характеру пошкодження і переліку виконаних робіт.

В АДС виклики повинні записуватися на реєструючі системи збереження інформації. Строк зберігання записів повинен бути не менше дев'яносто днів з моменту проведення запису.

Дозволяється реєстрація повідомлень (заявок) АДС за допомогою персональних комп'ютерів та спеціально розроблених програм для автоматизованого робочого місця оператора АДС (диспетчера АДС), які забезпечують збереження та архівацію заявок комп'ютером.

Своєчасність виконання аварійних заявок і обсяг робіт повинні систематично контролюватися технічним керівником Оператора ГРМ. Строк зберігання інформації про повідомлення (заявки) – не повинен бути менш як дванадцять місяців.

Один раз на три місяці до десятого числа місяця, наступного за звітним на підставі аналізу всіх заявок Оператор ГРМ розробляє відповідні заходи з поліпшення технічного обслуговування систем газопостачання.

7. При одержанні повідомлення (заявки) про витік/запах природного газу, вибух, пожежу, пошкодження системи газопостачання оператор АДС (диспетчер АДС) зобов'язаний у телефонному режимі проінструктувати заявника про вжиття необхідних заходів з безпеки.

8. При виїзді для локалізації аварій та аварійних ситуацій на наземних та підземних газопроводах бригади АДС повинні мати планшети (плани газопроводів з точними прив'язками, схеми зварних стиків при потребі), або геоінформаційні схеми газопроводів.

9. Спеціалізований автомобіль АДС повинен забезпечуватися автономними засобами зв'язку, сиреною, проблісковим маячком синього кольору та укомплектовуватися згідно з переліком оснащення аварійних автомобілів АДС, який затверджується Оператором ГРМ з урахуванням вимог чинних нормативно-правових актів.

Примірний (рекомендований) перелік оснащення спеціалізованих (аварійних) автомобілів АДС наведено у додатку 28 до цих Правил.

10. Відповідальним за своєчасне прибуття бригади АДС на місце аварії і виконання робіт є керівник зміни АДС.

11. При виявленні природного газу з концентрацією понад 1 відсоток для природного газу в підвалах, тунелях, колекторах, під'їздах, приміщеннях перших поверхів будинків, повинні вживатись заходи для відключення газопроводів від системи газопостачання й евакуації людей з небезпечної зони та провітрювання даних будівель, споруд.

12. Для тимчасової ліквідації витіку природного газу допускається накладання бандаж (хомуту) на наскрізні дефекти газопроводу. Засипка підземних газопроводів з накладеними на них бандажами або хомутами забороняється. Встановлення бандажів або хомутів на внутрішніх газопроводах забороняється.

13. Після локалізації аварійної ситуації Оператором ГРМ, роботи з ліквідації наслідків аварій повинні виконуватися за окремим договором з суб'єктом господарювання, що має відповідні дозвільні документи, передбачені чинним законодавством України.

14. Для забезпечення своєчасного виконання аварійно-відновлювальних робіт Оператор ГРМ повинен мати запас матеріалів і запасних частин об'єктового рівня, створений відповідно до вимог чинного законодавства України.

15. Роботи з локалізації аварійних ситуацій проводяться без оформлення додаткових документів (наряд-допуску, дозвіл на порушення об'єктів благоустрою тощо) та до усунення прямої загрози життю людей і пошкодженню матеріальних цінностей.

10. Вимоги до технічної експлуатації засобів захисту підземних сталевих газопроводів від електрохімічної корозії

1. Заходи із захисту від корозії повинні забезпечувати цілісність системи газопостачання протягом всього строку її експлуатації.

2. Експлуатація засобів захисту від електрохімічної корозії систем газопостачання повинна виконуватись згідно з вимогами ДСТУ Б.В.2.5-29:2006 та цих Правил.

3. Відповідальними за стан захисту систем газопостачання від електрохімічної корозії є їх власники (орендарі (наймачі) та/або управителі).

4. Всі види ЕХЗ, передбачені проєктною документацією, повинні вводитись в дію до ведення в експлуатацію підземних сталевих газопроводів в експлуатацію, але не пізніше шести місяців після укладання газопроводу в ґрунт, а в зонах небезпечного впливу блукаючих струмів – не пізніше одного місяця після укладання газопроводу в ґрунт.

5. Діагностичні, налагоджувальні та експлуатаційні роботи на засобах ЕХЗ, а також проведення електричних вимірювань повинні здійснюватися працівниками, які пройшли навчання і мають посвідчення на право виконання роботи в електроустановках напругою до 1000 В та групою з електробезпеки не нижче III відповідно до вимог пункту 2.1.3 глави 2.1 розділу 2 Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 09 січня 1998 року № 4, зареєстрованим в Міністерстві юстиції України 10 лютого 1998 року за № 93/2533.

6. Налагодження та експлуатація засобів ЕХЗ споруд систем газопостачання населених пунктів повинні здійснюватися підрозділами Оператора ГРМ або іншими суб'єктами господарювання, що мають дозвільні документи на їх експлуатацію. Зазначені служби є відповідальними за своєчасне виявлення небезпечних корозійних зон і вжиття заходів щодо їх ліквідації.

7. Власники засобів ЕХЗ повинні забезпечити їх періодичний огляд і обслуговування, контрольні вимірювання значень захисних потенціалів

підземних сталевих систем газопостачання, а також ремонтні роботи засобів ЕХЗ та періодичну перевірку ефективності дії засобів ЕХЗ на весь період експлуатації системи газопостачання.

8. Періодичний огляд засобів ЕХЗ виконується згідно з примірною маршрутною картою періодичного огляду засобів ЕХЗ, рекомендована форма якої наведена у додатку 29 до цих Правил та відповідно до рекомендованої форми графіку обслуговування установок ЕХЗ, наведеної у додатку 30 до цих Правил, що затверджується власником (орендарем (наймачем) та/або управителем), у строки, які забезпечують їх безперебійну роботу, але не рідше ніж:

установки дренажного захисту – чотири рази на місяць;

установки катодного захисту – один раз на місяць;

установки протекторного захисту – один раз на шість місяців.

Для засобів ЕХЗ, забезпечених працездатним (безперервним) телеметричним контролем в режимі реального часу, періодичність контролю встановлюється власником ГРМ.

9. При періодичному огляді засобів ЕХЗ проводяться:

1) зовнішній огляд всіх елементів установок;

2) очищення шаф від пилу, води, бруду та іншого;

3) перевірка правильності монтажу і відсутності механічних пошкоджень окремих елементів, стану контактів;

4) перевірка робочих параметрів установок, включаючи вимірювання і, за потреби, регулювання:

на установках катодного захисту – випрямленого струму і вихідної напруги перетворювача, потенціалу газопроводу відносно землі в точці дренажування;

на поляризованих електродренажних установках – струму дренажу, потенціалу газопроводу відносно землі в точці дренажування;

на установках посиленого дренажного захисту – вихідної напруги, струму в ланцюгу дренажу і потенціалу газопроводу відносно землі в точці дренажування;

на протекторних установках – потенціалу газопроводу відносно землі при відключеному протекторі, потенціалу протектора відносно землі при розімкненому ланцюзі «газопровід-протектор», потенціалу споруди відносно землі в контрольних (опорних) точках на межі зони дії протекторної установки й струму в ланцюгу «споруда-протектор» при включеному протекторі.

10. При технічному обслуговуванні засобів ЕХЗ, окрім робіт, зазначених у пункті 9 цієї глави, також один раз на рік виконуються:

перевірка опору розтікання анодного та захисного заземлення;
перевірка електричного опору ізоляції засобів ЕХЗ та з'єднувальних кабельних ліній;

перевірка справності ізолювальних з'єднань виконуються один раз на два роки.

Порушення в роботі засобів ЕХЗ повинні усуватися у термін не більше одного місяця з моменту виявлення порушення.

Після проведення ремонтних робіт проводяться позачергові вимірювання відповідних контрольованих параметрів.

11. Вимірювання електричних потенціалів на підземних металевих спорудах системи газопостачання повинні проводитися під час перевірки ефективності роботи засобів ЕХЗ не рідше одного разу на три місяці, а також після кожної зміни корозійних умов, у зв'язку зі зміною режиму роботи установок електропостачання електрифікованого транспорту, розвитку мереж джерел блукаючих струмів, газопроводів і інших підземних металевих інженерних мереж, а також після кожного капітального ремонту засобів ЕХЗ.

Електричні потенціали газопроводу відносно землі вимірюються в точках дренажу, в контрольно-вимірювальних пунктах, що розташовуються одна від одної з інтервалом, визначеним пунктом 7.84 ДБН В.2.5-20:2018.

12. Суб'єкт господарювання, який виконує роботи з захисту сталевих підземних споруд, повинен мати карти-схеми газопроводів з позначенням місць розміщення засобів ЕХЗ і КВП, дані про джерела блукаючих струмів.

За результатами обстеження технічного стану газопроводів суб'єктом господарювання здійснюється щорічний аналіз корозійного стану сталевих підземних споруд і ефективності роботи ЕХЗ, захищеності газопроводів протягом часу їх експлуатації.

13. При виявленні корозійно-небезпечних і знакозмінних зон газопроводів власником (орендарем (наймачем) та/або управителем) повинні вживатися заходи щодо їх ліквідації. Терміни виконання даних робіт визначаються власником (орендарем (наймачем)), але не більше одного місяця.

До усунення анодних і знакозмінних зон власником (орендарем (наймачем) та/або управителем) газопроводів повинні бути розроблені та вжиті заходи, які б гарантували безпечну експлуатацію газопроводів.

14. Власники (орендарі (наймачі) та/або управителі) повинні забезпечити виявлення причин корозійних пошкоджень газопроводів. Кожний випадок наскрізного корозійного пошкодження газопроводів підлягає розслідуванню комісією, призначеною наказом по підприємству, до складу якої повинен входити представник суб'єкта господарювання, який виконує роботи з експлуатації засобів ЕХЗ.

15. Роботи та вимірювання у КВП в межах проїзної частини вулиць і доріг, на рейкових коліях трамваю і залізничних шляхах, джерелах електроживлення установок електрозахисту повинні виконуватися бригадою підрозділів ЕХЗ у складі не менше двох працівників, один з яких стежить за безпекою робіт, що проводяться.

Проведення робіт і вимірювань у колодязях, тунелях і траншеях глибиною понад 1 м повинно виконуватися бригадою підрозділів ЕХЗ у складі не менше трьох працівників.

16. Всі роботи працівників підрозділів з експлуатації ЕХЗ на тягових підстанціях і відсмоктувальних пунктах електротранспорту проводяться за участю працівників підстанції.

17. Металеві корпуси електроустановок, які не знаходяться під напругою, повинні мати занулення і захисне заземлення.

18. Підключення захисних установок до електромережі змінного струму 110/220 В повинно виконуватись представником власника електричних мереж відповідно до вимог Кодексу ГРМ.

19. Виконання ЕХЗ суміжних інженерних підземних мереж повинно здійснюватися на підставі проєктної документації, яка погоджена з Оператором ГРМ.

20. Поточний ремонт засобів ЕХЗ здійснюється в процесі експлуатації на підставі висновків періодичного огляду або технічного обслуговування в обсягах визначених типовим переліком робіт, що виконуються під час поточного ремонту об'єктів систем газопостачання, наведеним у додатку 34 до Порядку технічного огляду.

Капітальний ремонт засобів ЕХЗ проводиться на підставі дефектних актів, складених при виявленні відхиленнях від технічної документації на ЕХЗ в обсягах визначених типовим переліком робіт, що виконують під час капітального ремонту об'єктів систем газопостачання, наведеним у додатку 35 до Порядку технічного огляду.

11. Вимоги до відновлення відсутньої технічної документації діючих об'єктів систем газопостачання

1. Суб'єкти господарювання та інші особи, що експлуатують або мають у власності (користуванні) об'єкти систем газопостачання, проводять відповідно до вимог чинного законодавства України інвентаризацію наявності і повноти

комплекту технічної документації та відновлюють відсутню (втрачену) згідно з пунктом 13 розділу III цих Правил.

За основу відновлювальної технічної документації приймаються відновлені будівельно-технічні паспорти, виконані згідно з чинними нормативно-правовими актами з урахуванням результатів технічного обстеження систем газопостачання та обмірювання, а також показів ЗВТ.

Форми відновлених будівельно-технічних паспортів на об'єкти систем газопостачання приймаються відповідно до вимог Кодексу 2:2021.

2. Після відновлення технічної документації керівництво підприємства, на балансі якого знаходиться об'єкт систем газопостачання (для житлових будинків Оператор ГРМ), підписує і направляє цю документацію в архів з присвоєнням інвентарних номерів.

Відновлена технічна документація на житлові будинки зберігається в архіві Оператора ГРМ.

3. На проведення інвентаризації, відповідно до пункту 1 цієї глави власник (орендар (наймач) та/або управитель), Оператор ГРМ наказом призначає комісію з проведення інвентаризації наявності й повноти комплекту технічної документації. Результати роботи комісії оформляються актом інвентаризації майна об'єкта систем газопостачання та наявності й повноти технічної документації на них у довільній формі.

4. Суб'єкти господарювання та інші особи, зазначені в абзаці першому пункту 13 розділу III цих Правил, відновлюють втрачену або некомплектну технічну документацію у термін до трьох місяців з дати завершення інвентаризації.

Оператор ГРМ відновлює технічну документацію на об'єкти згідно з вимогами пункту 13 розділу III цих Правил у термін до дванадцяти місяців з дати завершення інвентаризації.

У разі виявлення значної втрати документації внаслідок воєнних дій даний термін може бути продовжений на термін до трьох років після закінчення воєнного стану.

5. Об'єкти систем газопостачання повинні бути укомплектовані технічною документацією.

6. Комплект технічної документації необхідно відновлювати на ПРГ, зовнішні газопроводи, внутрішні (внутрішньобудинкові, внутрішньоцехові) системи газопостачання, засоби ЕХЗ.

7. Відновлення документації проводиться з застосуванням візуального огляду, замірів споруди, будинку в натурі, а також на основі показів приладів.

8. При виконанні ремонтних робіт на об'єкті, на якому проведено відновлення технічної документації, допущені порушення правил і вимог, виявлені під час виконання робіт, заносяться до технічної документації.

9. Порядок заповнення паспортів при відновленні технічної документації:

1) на ПРГ необхідно скласти аксонометричну схему розміщення обладнання;

схему прив'язки до місцевості;

схему електропостачання;

вказати рік прийняття в експлуатацію завершеного будівництвом об'єкта в експлуатацію та виконані роботи з ремонтів чи заміни обладнання, устаткування, контрольно-вимірювальних приладів і автоматики, засобів телеуправління;

будівельно-технічний паспорт ПРГ відновлюється відповідно до додатку «И» до Кодексу 2:2021.

У розділі И1 додатку И до Кодексу 2:2021 необхідно вказати максимальний тиск на вході, виході, тип (марку), найменування і розміри встановленого устаткування, протяжність і діаметри газопроводів, кількість і площу приміщень, систему опалення і вентиляції, зв'язок, телеуправління.

Розділи И2, И3, И5 додатку И до Кодексу 2:2021 не заповнюються.

У розділі И.4 додатку И до Кодексу 2:2021 необхідно надати акт про перевірку на герметичність устаткування і газопроводів ПРГ.

До комплекту документів до акту про перевірку на герметичність устаткування і газопроводів ПРГ необхідно додати:

акт перевірки опалювальної системи;

акт перевірки блискавкозахисту;

акти перевірки контурів заземлення;

акт перевірки опору та ізоляції електропроводки і випробувань електропроводки на герметичність;

2) на газові мережі зовнішнього газопостачання необхідно скласти схему його проходження в масштабі М 1:500 з прив'язками до постійних орієнтирів.

Розташування газопроводу необхідно знаходити за допомогою трасошукачів і закладанням шурфів у разі необхідності уточнень показів приладів.

На титульному листі вказують рік вводу газопроводу в експлуатацію, державний код або інвентарний номер майна по бухгалтерському обліку суб'єкта господарювання.

Будівельно-технічний паспорт зовнішнього газопроводу (підземного, надземного, наземного) відновлюється відповідно до додатку Е до Кодексу 2:2021.

У розділі Е1 додатку Е до Кодексу 2:2021 вказується довжина (підземної, наземної або надземної ділянок), робочий тиск газопроводу, матеріал труб, тип ізоляційного покриву лінійної частини та зварних стиків, кількість, типорозміри встановлених запірних пристроїв та інших споруд, електроперемичок з сусідніми газопроводами чи інженерними мережами.

Розділи Е2, Е3, Е7 додатку Е до Кодексу 2:2021 не заповнюються.

В розділах Е4, Е5 додатку Е до Кодексу 2:2021 при виявленні пошкоджень ізоляційного покриття газопроводів необхідно надати дані отримані на підставі шурфування про глибину закладання і стан ізоляційних покриттів газопроводів в місцях пошкоджень ізоляційних покриттів газопроводів та акти огляду футлярів, колодязів (вказуються їх розміри, глибина, кількість люків, типорозмір засувки чи компенсаторів, наявність отворів для перевірки на загазованість), коверів, КВП, вказівних стовпчиків. Перевірка ізоляційного покриття та корозійного стану газопроводу виконується згідно з переліком робіт, що виконують під час технічного обстеження підземного газопроводу систем газопостачання методом шурфування, та вимог до їх виконання, наведених у додатку 3 до Порядку технічного огляду.

При відсутності пошкоджень ізоляційних покриттів газопроводів під час відновлення технічної документації шурфування не проводяться.

Технічне обстеження запірної арматури систем газопостачання, встановленої на газопроводі (при наявності), здійснюється згідно з вимогами до методів технічного обстеження арматури на працездатність наведених у додатку 9 до Порядку технічного огляду.

У розділі Е6 додатку Е до Кодексу 2:2021 необхідно вказати дані перевірки герметичності газопроводу приладовим методом.

Схему зварних стиків та акт приймання в експлуатацію газопроводу не складати. Перевірку зварних стиків газопроводу неруйнівними методами контролю не проводити.

При наявності електронних схем газопроводів роздруковуються і прикладаються дані з цих схем;

3) на газові мережі внутрішнього газопостачання необхідно скласти план схему системи газопостачання на підставі обмірів або копій наявних технічних планів ділянки та будівель чи споруд та повністю чи частково збереженої технічної документації на даний об'єкт системи газопостачання;

Рік вводу в експлуатацію об'єкту системи газопостачання необхідно встановлювати і вказувати на основі обліку побутових споживачів природного газу та/або бухобліку для непобутових споживачів.

Будівельно-технічний паспорт внутрішньобудинкового (внутрішньоцехового) газового устаткування відновлюється відповідно до додатку Ж до Кодексу 2:2021.

В розділі Ж1 додатку Ж до Кодексу 2:2021 необхідно вказати загальну протяжність газопроводів, їх діаметри, кількість і типи встановленого обладнання та устаткування, запірних пристроїв, ВОГ.

Розділи Ж2, Ж3, Ж5 додатку Ж до Кодексу 2:2021 не заповнюються.

В розділі Ж4 додатку Ж до Кодексу 2:2021 надається акт перевірки герметичності системи газопостачання приладовим методом.

При наявності на газовій мережі внутрішнього газопостачання підземної (наземної, надземної) частини проводиться відновлення документів з додаванням вимог підпункту 2 пункту 9 цієї глави. При наявності у складі газової мережі внутрішнього газопостачання ПРГ, відновлення проводиться з додаванням вимог підпункту 1 пункту 9 цієї глави.

Документація газопостачання житлового будинку:

в паспорті вказується рік вводу за даними бухгалтерського або абонентського обліку;

акт вводу в експлуатацію не оформляється.

До комплекту документів додається інформація про матеріали, розміри (перетин, діаметр, площу) димових та вентиляційних каналів, наявність тяги під час перевірки.

Для БКБ прикладаються плани димових і вентиляційних каналів та акт первинної перевірки ДВК.

При наявності в будинках/будівлях/спорудах підвалів додаються акти перевірки герметизації інженерних вводів, форма якого наведена у додатку 15 до цих Правил;

4) для відновлення відсутньої документації на засоби ЕХЗ систем газопостачання необхідно складати схему розташування станцій катодного захисту, анодних заземлювачів, протекторів тощо з прив'язками їх до постійних орієнтирів.

Встановлюється місцезнаходження підземних кабелів, їх тип, протяжність, тип і потужність станцій катодного захисту, тип і марку лічильника електричної енергії, наявність пломб.

До документації, що відновлюється, додаються акти (протоколи) перевірки блискавкозахисту, перевірки контурів заземлення, перевірки опору та ізоляції кабелів електроживлення і дренажних кабелів засобу ЕХЗ.

VI. ЗВТ та автоматизації в системах газопостачання

1. Забезпечення експлуатації ЗВТ

1. ЗВТ повинні відповідати вимогам законодавства про метрологію та метрологічну діяльність.

2. Не допускаються до застосування ЗВТ та пристрої автоматизації, у яких наявні дефекти та/або пошкодження, які можуть перешкоджати їх

працездатності або ускладнювати зчитування їх маркування, у тому числі такі, що мають видимі пошкодження захисного пломбування, що визначене експлуатаційною документацією.

Експлуатація газового устаткування з відключеними контрольно-вимірювальними приладами, автоматикою безпеки і передбаченими проектною документацією пристроями блокування і сигналізації забороняється.

3. Прилади і засоби автоматизації, які застосовуються у вибухонебезпечних зонах, повинні бути у вибухозахищеному виконанні, яке відповідає категорії та групі вибухонебезпечної суміші, що утворюється в цій зоні.

4. ЗВТ і засоби автоматизації повинні проходити технічне обслуговування і поточний ремонт відповідно до затвердженого керівником підприємства графіку технічного обслуговування і поточного ремонту ЗВТ і автоматизації. При складанні графіків технічного обслуговування і поточного ремонту ЗВТ і засобів автоматизації повинні дотримуватися термінів, згідно з документацією заводів-виробників ЗВТ і автоматизації, з урахуванням місцевих умов експлуатації.

Роботи, зв'язані з демонтажем ЗВТ, повинні здійснюватися тільки після зниження тиску природного газу в імпульсних трубопроводах до атмосферного повітря.

5. Перевірка герметичності імпульсних труб і запірної арматури повинна проводитись при періодичних оглядах і технічному обслуговуванні газового обладнання.

2. Вимірювання кількості природного газу

1. Правовою основою забезпечення комерційного (приладового) обліку природного газу є Закони України «Про ринок природного газу», «Про метрологію та метрологічну діяльність», «Про забезпечення комерційного обліку природного газу».

2. Результати вимірювання обсягів природного газу повинні зберігатися ЗВТ у складі ВОГ з урахуванням вимог безпеки. Передбачені заходи безпеки повинні забезпечувати підтвердження про несанкціоноване втручання в роботу ЗВТ, докази втручання повинні бути доступні протягом визначеного періоду часу.

VII. Охорона навколишнього природного середовища

1. Вимоги до охорони навколишнього природного середовища під час експлуатації об'єктів систем газопостачання визначаються чинними нормативно-правовими актами з питань щодо охорони навколишнього природного середовища.

2. Ступінь екологічної безпеки при експлуатації об'єктів систем газопостачання повинен відповідати діючій дозвільній документації, не призводити до незворотних змін в природних елементах екосистеми (забруднення атмосферного повітря, земель і водних об'єктів, вплив на флору та фауну тощо).

3. Власник систем газопостачання повинен забезпечити експлуатацію обладнання в межах встановлених нормативів, дозволів, ліцензій та декларацій з урахуванням усіх вимог та рекомендацій по зниженню викидів в атмосферне повітря та скидів у водні об'єкти.

При виникненні негативного впливу на навколишнє природне середовище власником об'єктів систем газопостачання повинні вживатись заходи для його мінімізації і попередження подібних випадків в майбутньому.

Власник об'єкту систем газопостачання повинен здійснювати усі необхідні заходи з обмеження та мінімізації негативного впливу на навколишнє природне середовище.

4. Роботи на об'єктах систем газопостачання, що пов'язані із стравлюванням природного газу, повинні виконуватись з максимальним відбором природного газу в систему та мінімізацією викидів в атмосферне повітря.

5. При роботі з небезпечними речовинами на об'єктах систем газопостачання необхідно забезпечити унеможливлення потрапляння їх в повітря та на поверхню ґрунту в концентрації, що перевищує встановлені нормативи відповідно до чинного законодавства України.

При потраплянні на поверхню ґрунту небезпечних речовин, після нейтралізації та обробки відповідними реагентами місця розливу, забезпечити тимчасове зберігання утворених відходів з подальшою їх передачею до ліцензованих суб'єктів господарювання у сфері поводження з відходами.

6. Під час експлуатації газовикористовуючого обладнання та устаткування необхідно дотримуватись режимів роботи, які забезпечать виконання умов дозволу на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами, передбачати заходи дотримання та виконання графіку контролю викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря.

7. Власник об'єкта систем газопостачання повинен:
класифікувати утворені відходи відповідно до Порядку класифікації відходів та Національного переліку відходів, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 20 жовтня 2023 року № 1102;

вести облік відходів в електронній формі та подавати звітність до інформаційної системи управління відходами, згідно з вимогами чинного законодавства України;

забезпечити роздільне збирання побутових відходів згідно з Методикою роздільного збирання побутових відходів, затвердженою наказом Міністерства розвитку громад, територій та інфраструктури України від 13 грудня 2023 року № 1130, зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 02 лютого 2024 року за № 168/41513.

8. Розміщення відходів проводити відповідно до затвердженої керівником підприємства схеми розміщення відходів, з дотриманням термінів розміщення, відповідно до чинних нормативно-правових актів.

Зберігання небезпечних відходів дозволяється здійснювати на майданчиках, які мають постійну непроникну поверхню (бетон, асфальт або інший відповідний матеріал, з необхідною стійкістю до навантажень і хімічних впливів), а також облаштованих таким чином, щоб забезпечувати збір поверхневих (дощових і талих) вод та можливих розливів та їх видалення для обробки до очисних споруд стічних вод, резервуару/басейну або в каналізаційну мережу водовідведення.

9. При виконанні робіт в охоронній зоні об'єктів систем газопостачання необхідною умовою є дотримання вимог чинного законодавства України з питань охорони навколишнього природного середовища, збереження її стійкої екологічної рівноваги і виконання умов землекористування, встановлених чинним законодавством України. Обов'язковою вимогою при узгодженні проєкту виконання робіт повинно бути включення в проєкт виконання робіт розділу з охорони навколишнього природного середовища. Під час виконання ремонтів на системах газопостачання, пов'язаних з заміною ізоляції, виконавець робіт зобов'язаний передавати утворені відходи будівництва та знесення, в тому числі відходи старого ізоляційного покриття, для оброблення суб'єктами господарювання у сфері управління відходами, які мають дозвіл на здійснення операцій з оброблення відходів, на підставі договору, укладеного відповідно до законодавства, в якому зазначається код відходів згідно з Національним переліком відходів, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 20 жовтня 2023 року № 1102, їх обсяг, найменування та код операції з відновлення та/або видалення відходів.

10. На об'єктах систем газопостачання з можливим негативним впливом на навколишнє природне середовище, необхідно передбачати заходи з дотримання нормативів викидів та скидів відповідно до вимог Закону України «Про охорону атмосферного повітря», основ чинного законодавства України з питань охорони здоров'я, Водного кодексу України, Правил охорони поверхневих вод від забруднення зворотними водами, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 25 березня 1999 року № 465, іншими чинними

нормативно-правовими актами з питань охорони навколишнього природного середовища.

VIII. Вимоги до організації проведення робіт з реконструкції об'єктів замовників підключених до ГРМ

1. Цей розділ встановлює вимоги до організації проведення робіт з реконструкції об'єктів, що підключені до ГРМ, у тому числі реконструкцію газових мереж внутрішнього газопостачання, заміни газовикористовуючого обладнання.

2. Власники (орендарі (наймачі) та/або управителі) об'єктів, які підключені до ГРМ, що на законних підставах перебувають у власності або користуванні, мають право здійснити реконструкцію газових мереж внутрішнього газопостачання, у тому числі замінити газовикористовуюче обладнання, у відповідності до чинного законодавства України у сфері містобудування та архітектури, держаних будівельних норм та з урахуванням положень, визначених цією главою.

У разі необхідності перенесення складових ГРМ, роботи та супутні послуги, пов'язані з їх перенесенням, забезпечуються Оператором ГРМ за рахунок ініціатора таких робіт (послуг).

3. Якщо за необхідності реконструкції вже підключеного до ГРМ об'єкта, у тому числі в результаті зміни форми власності чи власника цього об'єкта, виникає необхідність збільшення сумарної номінальної потужності газового обладнання на об'єкті споживача та/або перенесення/зміни точки приєднання з новим чи діючим власником об'єкта має бути укладений новий договір на приєднання об'єкта до ГРМ, відповідно до умов Кодексу ГРМ. В інших випадках, крім випадку визначеного пунктом 4 цього розділу, врегулювання відносин щодо реконструкції вже підключеного до ГРМ об'єкта здійснюється на підставі договору на реконструкцію, який укладається між Оператором ГРМ та власником об'єкта.

Невід'ємною частиною договору на реконструкцію є технічні умови реконструкції, які визначають вихідні дані для проектування газових мереж внутрішнього газопостачання.

Якщо об'єкт реконструкції перебуває у власності кількох осіб, укладається один договір з одним із співвласників за умови письмової згоди всіх інших співвласників, про що зазначається в договорі на реконструкцію.

4. Дозволяється заміна газовикористовуючого обладнання, яке використовуються в побуті, без укладення договору на реконструкцію з Оператором ГРМ, у разі заміни такого газовикористовуючого обладнання без зміни функціонального призначення, місця розташування, потужності

(не потребуватиме збільшення/зменшення типорозміру комерційного лічильника газу) та системи димовідведення. Заміна проводиться з урахуванням вимог ДБН В.2.5-20:2018 та паспортів заводів-виробників газовикористовуючого обладнання до даного обладнання.

У такому випадку заміна газовикористовуючого обладнання оформлюється актом заміни обладнання, який складається у довільній формі та передається Оператору ГРМ разом з копією паспорта обладнання/настанови з експлуатації та сертифікатом/декларацією про відповідність. Зазначені заходи забезпечуються власником об'єкта за власний рахунок.

Акт заміни обладнання оформлюється будь-яким суб'єктом господарювання, який має право на виконання робіт на діючих системах газопостачання. В акті необхідно зазначати дату виконання робіт, виконавця робіт (зазначити реєстраційний номер дозволу та строк його дії) та прізвище, ім'я, по батькові (за наявності) власника об'єкта, адресу за якою виконано заміну обладнання, найменування, марку, модель, потужність обладнання, яке демонтоване та яке змонтоване, схему розташування обладнання в межах приміщення з зазначенням характеристики приміщення (призначення, висота, площа, наявність припливних отворів та вентиляційних та димових каналів, наявність сигналізаторів мікроконцентрацій чадного газу та довибухових концентрацій природного газу тощо), спосіб та результати перевірки герметичності системи газопостачання після заміни обладнання. До акту заміни обладнання додається акт ДВК та підтверджуючий документ щодо укладання замовником договору з технічного обслуговування систем газопостачання споживача.

5. Для отримання технічних умов реконструкції власник (орендар (наймач) та/або управитель) об'єкта має звернутися до Оператора ГРМ із заявою на реконструкцію, рекомендований бланк якої розміщується на офіційному вебсайті Оператора ГРМ.

Одночасно із заявою на реконструкцію власник об'єкта надає Оператору ГРМ виключний перелік документів, а саме:

1) заповнений опитувальний лист за формою, затвердженою Оператором ГРМ, у якому зазначаються технічні параметри об'єкта, із зазначенням газовикористовуючого обладнання. В опитувальному листі має міститися інформація, яка заповнюється власником об'єкта, щодо функціонального призначення, місця розташування, потужності та системи димовідведення газовикористовуючого обладнання, яке встановлюється та/або демонтується;

2) копії документів, якими визначено право власності на об'єкт, в якому встановлено газовикористовуюче обладнання та планується здійснити реконструкцію;

3) копії документів:
 які посвідчують фізичну особу або її представника (для фізичних осіб);
 які посвідчують статус юридичної особи чи фізичної особи-підприємця та її представника (для юридичних осіб і фізичних осіб-підприємців);
 про взяття на облік або реєстрацію у Державній податковій службі України відповідно до вимог Податкового кодексу України;

4) копію належним чином оформленої довіреності на представника, уповноваженого представляти інтереси власника об'єкта (за потреби);

5) копії паспортів/настанови з експлуатації газовикористовуючого обладнання (за потреби), у тому числі що заплановане до встановлення та/або демонтажу;

6) копію проектної документації на газові мережі внутрішнього газопостачання (за наявністю);

7) копію технічного паспорту об'єкта.

Копії документів зазначених в підпункті 2–4 цього пункту мають бути засвідчені відповідно до вимог чинного законодавства України.

6. Якщо дані в опитувальному листі чи поданих документах потребують уточнення або подані не в повному обсязі, Оператор ГРМ до п'яти робочих днів з дня реєстрації заяви про реконструкцію направляє власнику об'єкта письмовий запит щодо уточнення цих даних.

При цьому встановлений цим розділом термін видачі технічних умов реконструкції призупиняється на час уточнення даних. Запит щодо уточнення даних повинен включати вичерпний перелік зауважень.

Про відмову замовнику у видачі технічних умов реконструкції Оператор ГРМ зобов'язаний протягом п'яти робочих днів з дня реєстрації заяви на отримання технічних умов реконструкції письмово повідомити про це замовника з відповідним обґрунтуванням такого рішення.

7. За відсутності зауважень до поданих документів або після їх усунення Оператор ГРМ протягом десяти робочих днів для непобутових споживачів та п'яти робочих днів для побутових споживачів з дня реєстрації заяви на реконструкцію (або дати усунення зауваження) на підставі даних опитувального листа, поданих документів та параметрів надає (у визначений в опитувальному листі спосіб) проект технічних умов реконструкції та проект договору на реконструкцію та відповідний рахунки щодо оплати послуг з надання технічних умов реконструкції.

У разі, якщо заміна газовикористовуючого обладнання відповідає вимогам визначеним в пункті 3 цього розділу, то Оператор ГРМ на протязі до двох

робочих днів з моменту подання та відсутності зауважень до цих документів в тому числі при поданні документів в електронному вигляді інформує споживача про можливість оформлення заміни газовикористовуючого обладнання актом заміни обладнання.

8. Технічні умови реконструкції та договір на реконструкцію набувають чинності з дати їх підписання та повернення Оператору ГРМ та за умови оплати вартості послуг з надання власнику об'єкта технічних умов реконструкції.

9. Вартість робіт і послуг пов'язаних з реконструкцією об'єкта, які забезпечуються Оператором ГРМ, визначаються договором на реконструкцію і є договірною ціною.

Вартість робіт, які пов'язані з припиненням/відновленням газопостачання, видачою технічних умов реконструкції, погодженням проєктної документації, прийняття ВОГ в експлуатацію не може перевищувати вартість визначену на офіційному вебсайті Оператора ГРМ.

Власник об'єкта на свій розсуд обирає виконавця проєктних та/або будівельних робіт пов'язаних з реконструкцією газових мереж внутрішнього газопостачання.

Якщо власник об'єкта забезпечує виконання проєктних, будівельних, та інших робіт, необхідних для реконструкції об'єкта, самостійно, то вартість цих робіт не включається до договору на реконструкцію з Оператором ГРМ.

Оператор ГРМ не має права відмовитися від укладення договору на реконструкцію в частині робіт/послуг, які пов'язані з припиненням/відновленням газопостачання, видачою технічних умов реконструкції, погодженням проєктної документації на газові мережі внутрішнього газопостачання в частині організації ВОГ, прийняття ВОГ в експлуатацію, а також від виконання робіт з заміни лічильника газу (виключно на об'єктах побутових споживачів).

Якщо внаслідок реконструкції виникає необхідність заміни ВОГ, то така заміна забезпечується за рахунок власника об'єкта. Перенесення ВОГ в інше місце забезпечується за рахунок ініціатора таких робіт.

Виконання робіт з заміни лічильника газу на об'єктах побутових споживачів, при необхідності зміни його типорозміру під час реконструкції системи газопостачання чи заміни газовикористовуючого обладнання, забезпечується Оператором ГРМ за рахунок власника об'єкта.

Введення в експлуатацію ВОГ забезпечується Оператором ГРМ за рахунок власника об'єкта.

10. Після укладення договору на реконструкцію виконавець забезпечує розробку проєкту внутрішнього газопостачання та/або виконання необхідних будівельно-монтажних робіт з урахуванням вимог чинного законодавства

України з питань містобудівної діяльності, зокрема з урахуванням вимог державних будівельних норм.

Якщо технічними умовами реконструкції передбачається заміна комерційного ВОГ, то усі заходи організації приладового обліку здійснюються згідно із вимогами розділу X Кодексу ГРМ.

11. Оператор ГРМ впродовж двох робочих днів у містах та п'яти календарних днів у сільській місцевості після надання йому власником об'єкта підтвердних документів про прийняття в експлуатацію реконструйованих газових мереж внутрішнього газопостачання, а також передачі Оператору ГРМ одного екземпляра проєктної документації на газові мережі внутрішнього газопостачання зобов'язаний забезпечити пуск природного газу в газові мережі внутрішнього газопостачання за умови дотримання власником об'єкта умов договору на реконструкцію.

12. Прийняття в експлуатацію реконструйованих газових мереж внутрішнього газопостачання, у тому числі при виконанні будівельних робіт, що передбачають заміну газовикористовуючого обладнання, здійснюється згідно з Порядком прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 13 квітня 2011 року № 461 (у редакції постанови Кабінету Міністрів України від 08 вересня 2015 року № 750).

Здійснення заходів з реконструкції та/або прийняття в експлуатацію газових мереж внутрішнього газопостачання та/або об'єкта після реконструкції здійснюється з урахуванням чинного законодавства та нормативно-правових актів з питань містобудівної діяльності, а також державних будівельних норм.

**Заступник генерального
директора-керівник експертної групи з
видобутку вуглеводнів та аналітики
функціонування нафтогазових ринків**



Ганна ЛІГУН