Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 02.02.2009 N 6
(ред. от 23.02.2018)
"Об утверждении Правил по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь"

Зарегистрировано в Национальном реестре правовых актов

Республики Беларусь 25 января 2012 г. N 8/24750

ПОСТАНОВЛЕНИЕ МИНИСТЕРСТВА ПО ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
2 февраля 2009 г. N 6

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ОБЛАСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
(в ред. постановлений МЧС от 03.05.2014 N 14,
от 10.03.2015 N 3, от 30.05.2017 N 22, от 23.02.2018 N 7)

На основании Положения о Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь, утвержденного Указом Президента Республики Беларусь от 29 декабря 2006 г. N 756 "О некоторых вопросах Министерства по чрезвычайным ситуациям", Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить прилагаемые Правила по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

2. Настоящее постановление вступает в силу с 1 апреля 2009 г.

Министр Э.Р.Бариев

СОГЛАСОВАНО
Министр труда
и социальной защиты
Республики Беларусь
В.Н.Потупчик

УТВЕРЖДЕНО
Постановление
Министерства
по чрезвычайным ситуациям
Республики Беларусь
02.02.2009 N 6
(в редакции постановления
Министерства
по чрезвычайным ситуациям
Республики Беларусь
03.05.2014 N 14)

ПРАВИЛА
ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ОБЛАСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
(в ред. постановлений МЧС от 03.05.2014 N 14,
от 10.03.2015 N 3, от 30.05.2017 N 22, от 23.02.2018 N 7)

РАЗДЕЛ I
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ГЛАВА 1
НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1. Настоящие Правила разработаны в соответствии с Законом Республики Беларусь от 5 января 2016 года "О промышленной безопасности" (Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 14.01.2016, 2/2352) и обязательны для всех субъектов отношений в области газоснабжения, определенных Законом Республики Беларусь от 4 января 2003 года "О газоснабжении" (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2003 г., N 8, 2/925).
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

2. Настоящие Правила устанавливают специальные требования промышленной безопасности к проектированию, возведению, реконструкции, модернизации, техническому переоснащению, приемке, вводу в эксплуатацию, эксплуатации, консервации, ликвидации, временной приостановке, выводу из эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления природными газами и сжиженными углеводородными газами, в том числе при изготовлении, монтаже, ремонте, наладке, испытании, техническом диагностировании, техническом освидетельствовании и обслуживании применяемых на этих объектах технических устройств.
(п. 2 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

3. Правила распространяются на:

3.1. объекты газораспределительной системы и газопотребления, на которых находятся или могут находиться природный газ с избыточным давлением до 1,2 МПа или сжиженный углеводородный газ с избыточным давлением до 1,6 МПа:

газонаполнительные станции;

газопроводы городов и населенных пунктов, включая межпоселковые;

газопроводы и газовое оборудование промышленных, сельскохозяйственных и других организаций, за исключением жилищного фонда;

газопроводы и газовое оборудование районных тепловых станций, производственных, отопительно-производственных и отопительных котельных;

газорегуляторные пункты, газорегуляторные установки и шкафные регуляторные пункты;

газонаполнительные пункты;

стационарные автомобильные газозаправочные станции и пункты, блочно-модульные автомобильные газозаправочные станции;

резервуарные и групповые баллонные установки сжиженных углеводородных газов;

стационарные установки для газопламенной обработки металлов;

средства безопасности, регулирования и защиты, а также системы автоматизированного управления технологическими процессами распределения и потребления газа;

средства защиты подземных стальных газопроводов и резервуаров от электрохимической коррозии;

3.2. газопроводы и газовое оборудование тепловых электростанций и газоэнергетических установок, в том числе с избыточным давлением природного газа более 1,2 МПа, пункты подготовки газа, дожимные компрессорные станции.
(п. 3 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

4. Правила не распространяются на:

магистральные газопроводы;

технологические газопроводы и газовое оборудование химических, нефтехимических, нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих производств, использующих газ в качестве сырья;

технологические (внутриплощадочные) газопроводы и газовое оборудование металлургических производств предприятий черной металлургии;

экспериментальные газопроводы и газовое оборудование, а также опытные образцы газового оборудования;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

передвижные газоиспользующие установки, а также газовое оборудование автомобильного, железнодорожного транспорта, летательных аппаратов, речных и морских судов;

железнодорожные и автомобильные цистерны, а также контейнеры для транспортирования (перевозки) сжиженных газов;

установки, использующие энергию взрыва газовоздушных смесей или предназначенные для получения защитных газов;

камеры сгорания газовых турбин;

газоиспользующее оборудование, применяемое для личных, семейных, домашних и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности (приготовление пищи, подогрев воды, отопление и другое), объектов жилищного фонда.

5. В Правилах применяются термины и определения в значениях, определенных Законом Республики Беларусь "О промышленной безопасности", Законом Республики Беларусь "О газоснабжении", техническими регламентами Таможенного союза.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

Для целей настоящих Правил используются также следующие термины и их определения:

автомобильная газозаправочная станция (далее - АГЗС) - стационарная автозаправочная станция, технологическая система которой предназначена для заправки баллонов топливной системы автотранспортных средств сжиженными углеводородными газами (далее - СУГ);

автомобильная газозаправочная станция модульно-блочная - стационарная автозаправочная станция, технологическая система которой предназначена для заправки баллонов топливной системы автотранспортных средств сжиженными углеводородными газами и характеризуется расположением резервуаров и заправочной колонки на одной раме, выполненных как единое заводское изделие;

аттестация технологии сварки (пайки) - процедура определения показателей и характеристик сварных (паяных) соединений труб и соединительных деталей, проводимая с целью подтверждения технических и организационных возможностей организации выполнять по аттестуемой технологии сварные (паяные) соединения, отвечающие требованиям технических нормативных правовых актов;

блокировка - устройство, обеспечивающее невозможность пуска газа или включение агрегата при нарушении технологических параметров его работы;

вводной газопровод - участок газопровода от установленного снаружи отключающего устройства на вводе в здание, при его установке снаружи, до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания;

внеплощадочный газопровод - распределительный газопровод, обеспечивающий подачу газа от источника газоснабжения к промышленному потребителю, находящийся вне производственной территории организации;

внутриплощадочный газопровод - участок распределительного газопровода (ввод), обеспечивающий подачу газа к промышленному потребителю, находящийся внутри производственной территории организации;

газифицированная производственная котельная - помещение (помещения), где размещены один и более котлов при единичной тепловой мощности установленного оборудования 100 кВт и более;

газифицированное производственное помещение, цех - производственное помещение, где размещено газовое и газоиспользующее оборудование с целью применения его в технологическом (производственном) процессе;

газовая турбина - устройство, использующее для выработки электроэнергии продукты сгорания органического топлива;

газовоздушный тракт - система воздухопроводов и дымо(газо)проводов, включая внутритопочное пространство газоиспользующей установки;

газоиспользующее оборудование (установка) - оборудование, где в технологическом процессе используется газ в качестве топлива. В качестве газоиспользующего оборудования могут использоваться котлы, турбины, печи, газопоршневые двигатели, технологические линии и другое оборудование;

газоопасное место - зона, в воздухе которой имеется или может появиться загазованность выше предельно допустимых концентраций (ПДК) и предельно допустимых взрывобезопасных концентраций (ПДВК) или содержание кислорода составляет менее 18% объемных;

газоопасные работы - работы, проводимые в газоопасном месте;

газопровод-ввод - газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства при вводе в здание;

газораспределительная система - производственный комплекс, входящий в систему газоснабжения и состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для организации снабжения газом непосредственно потребителей газа. К объектам газораспределительной системы относятся: наружные газопроводы городов и населенных пунктов, включая межпоселковые, от выходного отключающего устройства газораспределительной станции (далее - ГРС), или иного источника газа, до отключающего устройства на газопроводе-вводе к объекту газопотребления; средства защиты от электрохимической коррозии (далее - ЭХЗ) подземных газопроводов и резервуаров, газорегуляторные пункты, шкафные регуляторные пункты, газонаполнительные станции и пункты (далее - ГНС, ГНП), стационарные автомобильные газозаправочные станции и пункты, резервуарные и групповые баллонные установки сжиженных углеводородных газов, система автоматизированного управления технологическим процессом распределения газа (далее - АСУ ТП);

газорегуляторный пункт (далее - ГРП), газорегуляторная установка (далее - ГРУ) - технологическое устройство, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях;

газорегуляторный пункт блочный - технологическое устройство полной заводской готовности в транспортабельном блочном исполнении (контейнере), предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях;

газоснабжающая организация - собственник объектов газораспределительной системы и (или) уполномоченное им лицо, осуществляющие снабжение газом потребителей газа и оказание услуг по транспортировке газа потребителям газа;

газотурбинная установка (далее - ГТУ) - конструктивно объединенная совокупность газовой турбины, газовоздушного тракта, системы управления и вспомогательных устройств. В зависимости от вида газотурбинной установки в нее могут входить компрессоры, газовая турбина, пусковое устройство, генератор, теплообменный аппарат или котел-утилизатор для подогрева сетевой воды для промышленного

снабжения;

групповая баллонная установка - установка газоснабжения сжиженными углеводородными газами, в состав которой входит более двух 27 и 50 литровых баллонов;

защитно-запальное устройство (далее - ЗЗУ) - устройство, стационарно установленное на горелке, управляемое дистанционно со щита управления котлом, а также с площадки обслуживания системы управления горелками и обеспечивающее розжиг факела горелки и селективный контроль факела горелки во всех режимах работы котла;

зона дыхания - зона, ограниченная рабочим местом оператора котельной;

котел-утилизатор - паровой или водогрейный котел без топки или с топкой для дожигания газов, в котором в качестве источника тепла используют горячие газы технологических производств или металлургических производств или другие технологические продуктовые потоки;

межпоселковый газопровод - газопровод газораспределительной системы, проложенный вне территории городов и населенных пунктов;

наладочные работы - комплекс организационных и технических мероприятий по подготовке оборудования, систем и коммуникаций к выполнению технологических операций, обеспечивающих производственный процесс в заданных объемах, требуемого качества с оптимальными технико-экономическими показателями при надежной и безопасной эксплуатации. Наладочные работы включают в себя пусконаладочные (индивидуальные испытания и комплексное опробование оборудования) и режимно-наладочные испытания;

наружный газопровод - подземный, наземный и надземный газопровод, проложенный вне зданий до отключающего устройства или до футляра при вводе в здание;

неразрушающий контроль - определение характеристик материалов без разрушения изделий или изъятия образцов;

объект газопотребления - производственная и технологическая система, включающая в себя сеть внутренних газопроводов, газовое оборудование и газоиспользующие установки, систему автоматики безопасности, блокировки, сигнализации, регулирования и управления процессом сгорания газа, здания и сооружения, размещенные на одной производственной территории (площадке);

объект, использующий сжиженные углеводородные газы, - объект производственного и коммунально-производственного назначения, обеспечивающий хранение и (или) реализацию СУГ, транспортировку СУГ по газопроводам до потребителя, а также использование его в качестве топлива на опасных производственных объектах;

опасная концентрация газа - концентрация (объемная доля газа) в воздухе, превышающая 20% от нижнего концентрационного предела воспламеняемости газа;

охранная зона газораспределительной системы - территория с особыми условиями использования, устанавливаемая вдоль трасс газопроводов и вокруг других объектов газораспределительной системы в целях обеспечения нормальных условий ее эксплуатации и исключения возможности ее повреждения;

парогазовая установка (далее - ПГУ) - устройство, включающее радиационные и конвективные поверхности нагрева, генерирующие и перегревающие пар для работы паровой турбины за счет сжигания органического топлива и утилизации теплоты продуктов сгорания в газовой турбине. В устройство могут входить: газовая(ые) турбина(ы), генератор(ы), котел-утилизатор с дожиганием или без дожигания, энергетический котел, паровая турбина(ы);

предельное состояние - состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно по признакам, установленным конструкторской (проектной) документацией и (или)

техническими нормативными правовыми актами;

предохранительный запорный клапан (далее - ПЗК) - арматура, предназначенная для перекрытия потока газа, у которой скорость приведения рабочего органа в закрытое положение составляет не более 1 секунды;

предохранительный сбросной клапан (далее - ПСК) - арматура, предназначенная для защиты газового оборудования и газопроводов от недопустимого повышения давления газа посредством сброса избытка газа;

противоаварийная защита - устройство аварийного отключения газа;

рабочая зона - пространство высотой до 2 м над уровнем пола или площадки, на котором находятся места постоянного или временного (непостоянного) пребывания работников. На постоянном рабочем месте работник находится большую часть своего рабочего времени (более 50% или более 2 часов непрерывно); при выполнении работ в различных пунктах рабочей зоны постоянным рабочим местом считается вся рабочая зона;

распределительный газопровод - газопровод газораспределительной системы, обеспечивающий подачу газа от источника газоснабжения до газопроводов-вводов к потребителям газа;

расчетное давление - максимальное избыточное давление в газопроводе, на которое производится расчет на прочность при обосновании основных размеров, обеспечивающих надежную эксплуатацию в течение расчетного ресурса;

расчетный ресурс эксплуатации - суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние;

расчетный срок службы - календарная продолжительность от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние;

резервуарная установка - один и более резервуаров, оборудованных техническими устройствами, обеспечивающими хранение и подачу СУГ заданных параметров потребителю;

режим резерва - состояние газоиспользующей установки, при котором газ не сжигается и избыточное давление в газопроводах отсутствует. Запорная арматура на отводе газопровода к установке должна быть в положении "закрыто";

режим консервации, режим ремонта - режим, при котором газопроводы установки освобождены от газа и отключены от действующих газопроводов с установкой заглушек;

ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий (газопроводов и сооружений) и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей;

сварочные аппараты для сварки полиэтиленовых труб и деталей автоматические - аппараты, на которых сварка производится с использованием компьютерной программы, имеющей параметры сварки, и осуществляется контроль за технологией процесса сварки (в том числе автоматическое удаление нагревательного элемента), а также полная распечатка протокола с регистрацией результатов сварки на каждый стык;

сварочные аппараты для сварки полиэтиленовых труб и деталей полуавтоматические - аппараты, на которых сварка производится с использованием компьютерной программы параметров сварки и осуществляется полный контроль за режимом сварки с распечаткой результатов контроля в виде протокола;

сигнализация - устройство, обеспечивающее подачу звукового или светового сигнала при достижении предупредительного значения контролируемого параметра;

система газоснабжения - производственный комплекс, состоящий из технологически, организационно

и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для транспортировки, хранения газа и снабжения газом. К объектам системы газоснабжения относятся: объекты магистрального трубопровода, предназначенные для поставки газа, и объекты газораспределительной системы;

система контроля концентрации окиси углерода в воздухе помещений - конструктивно связанные между собой технические элементы, обеспечивающие определение типа газа и уровня его концентрации, сравнение уровня концентрации газа с пороговыми значениями, выработку управляющих сигналов для световой, звуковой сигнализации и внешних исполнительных устройств;

соединительные детали (фитинги) - элементы газопровода, предназначенные для изменения его направления, присоединения, ответвлений, соединения участков;

специализированная организация - организация или учреждение, вид деятельности в области промышленной безопасности которой определен положением (уставом) и является основным среди работ (услуг), с ориентированной на эту производственную деятельность материально-технической базой и кадрами, имеющая специальное разрешение (лицензию) (далее - лицензию) на право осуществления деятельности в области промышленной, полученную в соответствии с законодательством, или аккредитованная в установленном порядке;

техническое диагностирование - определение технического состояния объекта (технического устройства) в целях установления возможности, параметров и условий дальнейшей эксплуатации этого объекта (технического устройства). Задачи технического диагностирования: контроль технического состояния; поиск места и определение причин отказа (неисправности), прогнозирование технического состояния и установление назначенного ресурса (назначенного срока службы);

техническое обследование - комплекс работ по сбору, обработке, систематизации и анализу данных о техническом состоянии оборудования, его отдельных элементов, оценке их технического состояния и степени износа (диагностированию) в целях выяснения эксплуатационных качеств оборудования, целесообразности ремонта или замены, выяснение причин аварий, прогнозирование поведения конструкции оборудования в будущем;

техническое обслуживание - комплекс организационно-технических мероприятий по поддержанию исправного и работоспособного состояния оборудования в течение срока его службы путем устранения их незначительных неисправностей, по обеспечению установленных параметров и режимов работы, наладке и регулированию, осуществлению работ по подготовке к весенне-летнему и осенне-зимнему периодам года. В техническое обслуживание входят контроль технического состояния, очистка, смазывание, крепление болтовых соединений, замена фильтрующих элементов;

техническое состояние объекта - состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект;

"теплый ящик" - замкнутое пространство, примыкающее к котлу, в котором расположены вспомогательные элементы (коллекторы, камеры, входные и выходные участки экранов и другое);

шкафной газорегуляторный пункт (далее - ШРП) - технологическое устройство в шкафном исполнении, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях;

эксплуатация объектов - стадия жизненного цикла объектов газораспределительной системы и газопотребления, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается их качество. Эксплуатация объектов газораспределительной системы и газопотребления включает в себя использование газа по назначению, техническое обслуживание, ремонт, техническое диагностирование газопроводов, оборудования (технических устройств) и газоиспользующих установок;

6. Отступления от настоящих Правил допускаются в исключительных и обоснованных случаях по согласованию с Департаментом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности

Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь (далее - Госпромнадзор) в соответствии с подпунктом 20.24.2 пункта 20.24 единого перечня административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями в отношении юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 февраля 2012 г. N 156 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2012 г., N 35, 5/35330) (далее - единый перечень административных процедур).
(в ред. постановления МЧС от 10.03.2015 N 3)

7. Внедрение новых производственных процессов и технологий, газового оборудования (технических устройств) и средств автоматизации должны осуществляться в соответствии с требованиями действующего законодательства.
(в ред. постановления МЧС от 10.03.2015 N 3)

ГЛАВА 2
ТРЕБОВАНИЯ К ДОЛЖНОСТНЫМ ЛИЦАМ И ОБСЛУЖИВАЮЩЕМУ ПЕРСОНАЛУ

8. Подготовка и проверка знаний по вопросам промышленной безопасности (далее - подготовка и проверка знаний) работников субъектов промышленной безопасности, а также лиц, которые привлекаются в качестве преподавателей для проведения теоретической подготовки по вопросам промышленной безопасности, осуществляется в соответствии с Инструкцией о порядке подготовки и проверки знаний по вопросам промышленной безопасности, утвержденной постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 6 июля 2016 г. N 31 "О некоторых вопросах подготовки и проверки знаний по вопросам промышленной безопасности" (Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 23.08.2016, 8/31191).
(п. 8 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

9. Порядок обучения, стажировки, инструктажа и проверки знаний по вопросам охраны труда у работников субъектов промышленной безопасности, определен Инструкцией о порядке обучения, стажировки, инструктажа и проверки знаний работающих по вопросам охраны труда, утвержденной постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 28 ноября 2008 г. N 175 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2009 г., N 53, 8/20209), постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 30 декабря 2008 г. N 210 "О комиссиях для проверки знаний по вопросам охраны труда" (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2009 г., N 56, 8/20455).
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

10. Исключен.
(п. 10 исключен с 1 июля 2017 года. - Постановление МЧС от 30.05.2017 N 22)

11. Исключен.
(п. 11 исключен с 1 июля 2017 года. - Постановление МЧС от 30.05.2017 N 22)

12. Организации, осуществляющие эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, должны назначить необходимое количество лиц обслуживающего оборудование персонала (рабочих), удовлетворяющих квалификационным требованиям, не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе и допущенных в установленном порядке к самостоятельной работе, в том числе к выполнению газоопасных работ.

13. К выполнению газоопасных работ допускаются специалисты и рабочие, знающие технологию проведения газоопасных работ, правила пользования средствами индивидуальной защиты, способы оказания первой помощи, порядок действий при локализации и ликвидации инцидентов и аварий на объектах газораспределительной системы и газопотребления.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

Практические навыки должны отрабатываться на учебных полигонах с действующими газопроводами и газовым оборудованием или на рабочих местах с соблюдением мер безопасности.

Стажеры и практиканты к выполнению газоопасных работ не допускаются.

14. При выполнении работ рабочие должны иметь при себе удостоверение на право обслуживания потенциально опасных объектов, выданное в соответствии с Инструкцией о порядке выдачи удостоверения на право обслуживания потенциально опасных объектов, утвержденной постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 6 июля 2016 г. N 31.
(п. 14 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

15. Подготовка путем освоения содержания образовательной программы повышения квалификации руководителей и специалистов субъектов промышленной безопасности проводится не реже 1 раза в 5 лет.
(п. 15 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

16. К сварке газопроводов допускаются сварщики, прошедшие проверку квалификации (аттестованные) в установленном порядке и имеющие соответствующие сертификаты (удостоверения).

Специалисты, осуществляющие контроль сварных соединений неразрушающими и разрушающими методами при возведении (монтаже), изготовлении, ремонте и техническом диагностировании объектов газораспределительной системы и газопотребления, должны пройти подготовку в учреждениях образования. К выдаче заключений о качестве сварных соединений допускаются специалисты, прошедшие сертификацию в области неразрушающего контроля на второй или третий уровень компетентности.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

Проверка знаний указанных специалистов должна проводиться с участием должностного лица Госпромнадзора.

ГЛАВА 3
ОРГАНИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ ТРЕБОВАНИЙ НАСТОЯЩИХ ПРАВИЛ

17. Контроль за соблюдением требований настоящих Правил в процессе проектирования, возведения (монтажа), ремонта и реконструкции, ввода в эксплуатацию и эксплуатации, вывода из эксплуатации, консервации и (или) ликвидации объектов газораспределительной системы и газопотребления должен осуществляться организацией, выполняющей названные работы.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

18. Производственный контроль в области промышленной безопасности осуществляется эксплуатирующей организацией путем проведения комплекса мероприятий, направленных на обеспечение безопасного функционирования опасных производственных объектов и (или) потенциально опасных объектов (далее - ПОО), а также на предупреждение аварий и инцидентов на этих объектах и обеспечение готовности к локализации аварий и инцидентов и ликвидации их последствий.
(п. 18 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

19. Производственный контроль в области промышленной безопасности должен быть организован в соответствии со статьей 29 Закона Республики Беларусь "О промышленной безопасности" путем утверждения руководителем положения о порядке организации и осуществления производственного контроля в области промышленной безопасности, разработанного на основании Примерного положения об организации и осуществлении производственного контроля в области промышленной безопасности, утвержденного постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 15 июля 2016 г. N 37.
(п. 19 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

20. Ответственность за организацию и осуществление производственного контроля несут руководитель эксплуатирующей организации и лица, на которых возложены такие обязанности в соответствии с законодательством Республики Беларусь.

21. Система контроля за качеством осуществления деятельности в области промышленной безопасности и подготовки (переподготовки) работников соискателей лицензий (лицензиатов) определяется Положением о системе контроля в соответствии с Инструкцией о порядке разработки и функционирования системы контроля за качеством осуществления деятельности в области промышленной безопасности и подготовки (переподготовки) работников соискателей лицензий (лицензиатов), утвержденной постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 28 января 2016 г. N 2

"О разработке и функционировании систем контроля" (Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 01.03.2016, 8/30700).
(п. 21 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

ГЛАВА 4
ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НАРУШЕНИЕ НАСТОЯЩИХ ПРАВИЛ

22. Юридические и физические лица за допущенные ими нарушения настоящих Правил несут ответственность в соответствии с законодательством.

23. Выдача должностными лицами организаций указаний или распоряжений подчиненным работникам в нарушение требований настоящих Правил, производственных инструкций и инструкций по охране труда самовольно возобновлять работы, остановленные Госпромнадзором, а также непринятие мер по устранению нарушений правил и инструкций, допущенных работниками, являются нарушениями настоящих Правил и служат основанием для привлечения к ответственности.

ГЛАВА 5
ПОРЯДОК ТЕХНИЧЕСКОГО РАССЛЕДОВАНИЯ ПРИЧИН АВАРИЙ, ИНЦИДЕНТОВ И НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ

24. Техническое расследование причин аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления проводится в соответствии с Инструкцией о порядке технического расследования причин аварий и инцидентов, а также их учета, утвержденной постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 12 июля 2016 г. N 36 (Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 31.08.2016, 8/31230).
(п. 24 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

25. Направление и сбор информации о возникновении аварии или инцидента на объектах газораспределительной системы и газопотребления осуществляются в соответствии с Инструкцией о порядке, сроках направления и сбора информации о возникновении аварии или инцидента, утвержденной постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 6 июля 2016 г. N 33 (Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 16.08.2016, 8/31183).
(п. 25 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

26. До прибытия представителя Госпромнадзора и членов комиссии юридические и физические лица, на объектах которых произошли авария или инцидент, работники специализированных аварийных подразделений газоснабжающих организаций обязаны обеспечить сохранность обстановки при аварии или инциденте, если это не угрожает здоровью и жизни людей и не нарушает режим работы организации.

РАЗДЕЛ II
ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ВОЗВЕДЕНИЕ (МОНТАЖ)
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

ГЛАВА 6
ПРОЕКТИРОВАНИЕ

27. Проектная документация на новое строительство, ремонт и реконструкцию, консервацию и (или) ликвидацию существующих объектов газораспределительной системы и газопотребления должна разрабатываться с учетом требований настоящих Правил и законодательства в области промышленной безопасности.

28. Проектируемые газораспределительные системы должны обеспечивать бесперебойное и безопасное снабжение газом потребителей газа, а также возможность оперативного отключения отдельных участков системы и потребителей газа.

29. Проектные решения по возведению (монтажу) объектов газораспределительной системы и газопотребления, в том числе выделенных в проекте очередей строительства и пусковых комплексов,

должны предусматривать возможность их самостоятельной эксплуатации и обеспечения в числе прочего выпуска продукции, производство работ, оказание услуг.
(п. 29 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

30. Задание на проектирование подземного стального газопровода и резервуара должно предусматривать необходимость разработки раздела по их защите от электрохимической коррозии, мероприятий по ограничению блуждающих токов и мер, устраняющих влияние проектируемых средств ЭХЗ на соседние металлические сооружения в соответствии с техническими условиями газоснабжающей организации, являющейся собственником средств ЭХЗ объектов газораспределительной системы и (или) уполномоченное им лицо.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

31. Проекты строительства средств ЭХЗ подземных газопроводов и резервуаров могут выполнять специализированные организации, имеющие квалифицированных специалистов, нормативную и производственно-техническую базу, в том числе измерительную аппаратуру и материалы в соответствии с государственными стандартами, устанавливающими требования к защите от коррозии подземных металлических сооружений (газопроводов и резервуаров), а также лабораторию (собственную или на договорной основе), аккредитованную в области геологических изысканий и электротехнических измерений.

32. Проекты наружных газопроводов высокого давления должны разрабатываться в соответствии с расчетными схемами развития газоснабжения городов и населенных пунктов республики.
(п. 32 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

33. Строительные проекты объектов газораспределительной системы и газопотребления должны пройти государственную экспертизу в соответствии с действующим законодательством.

34. Типовые проекты узлов и деталей объектов газораспределительной системы и газопотребления, рекомендованные для повторного применения, должны разрабатываться с учетом требований настоящих Правил и действующих технических нормативных правовых актов.

ГЛАВА 7
ВОЗВЕДЕНИЕ (МОНТАЖ) И ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

35. Настоящая глава устанавливает специальные требования к возведению (монтажу), реконструкции, модернизации, техническому переоснащению, приемке и вводу в эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления.
(п. 35 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

36. Специализированные монтажные организации должны иметь:

производственно-техническую базу (помещения, оборудование, в том числе для сварки труб, изготовления узлов и деталей газопроводов, нанесения противокоррозионных изоляционных покрытий на трубы и резервуары сжиженного газа);

метрологическое обеспечение, стенды для проверки и испытаний оборудования, арматуры (собственные или используемые на договорной основе);

механизмы для транспортировки и укладки труб (собственные или используемые на договорной основе);

аттестованных сварщиков, специалистов сварочного производства;

лабораторию по проверке качества сварочных и изоляционных работ (собственную или используемую на договорной основе), аккредитованную в установленном порядке;

геодезическую службу (собственную или используемую на договорной основе) для инструментальной проверки планового и высотного положений строящихся наружных газопроводов;

технологические инструкции и карты.
Часть исключена с 1 июля 2017 года. - Постановление МЧС от 30.05.2017 N 22.

37. Организации, осуществляющие работы по монтажу, ремонту газопроводов, и лаборатории обязаны обеспечить контроль качества выполняемых работ, включающий в себя проверку:

наличия персонала, прошедшего подготовку в соответствии с требованиями главы 2 настоящих Правил;

наличия технологических инструкций и карт по сварке газопроводов;

исправности сварочного и контрольного оборудования, аппаратуры, приборов и инструментов;

качества сварных соединений, а также оборудования, материалов, соединительных деталей и узлов (стальных и полиэтиленовых труб, изоляционных покрытий, сварочных и расходных материалов, в том числе применяемых для неразрушающего контроля) путем осуществления входного, операционного и приемочного контроля;

организации устранения выявленных дефектов, проведения анализа качества сварочных работ и разработки мероприятий по снижению уровня брака.

38. Сварочные, изоляционные и другие виды работ при монтаже и ремонте объектов газораспределительной системы и газопотребления, а также контроль качества сварных соединений и испытания газопроводов должны проводиться в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов. На каждого сварщика должен вестись формуляр по форме согласно приложению 1.

Нормы контроля сварных стыков стальных газопроводов физическими методами согласно приложению 2.

39. Объекты газораспределительной системы и газопотребления, за исключением газопроводов-вводов низкого и среднего давления в жилые здания, подлежащие возведению (монтажу), ремонту и реконструкции, вводу в эксплуатацию, выводу из эксплуатации, консервации и (или) ликвидации (далее - объекты строительства), перед началом работ по их сооружению, монтажу должны быть зарегистрированы в Госпромнадзоре.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

40. Для регистрации (перерегистрации) объекта строительства в соответствии с пунктом 20.17 единого перечня административных процедур заказчик должен обратиться в Госпромнадзор с заявлением по форме согласно приложению 3, проектной документацией и заключением государственной экспертизы строительного проекта (разделов строительного проекта, технические решения которых затрагивают область распространения настоящих Правил).
(в ред. постановления МЧС от 10.03.2015 N 3)

Объект строительства подлежит перерегистрации в случае, если в течение двух лет с момента регистрации не было начато строительство объекта газораспределительной системы и газопотребления, а также при смене строительно-монтажной организации и (или) лица, назначенного приказом осуществлять технический надзор за строительством ранее зарегистрированного объекта, до начала работ по монтажу газопроводов.
(часть вторая п. 40 введена постановлением МЧС от 10.03.2015 N 3)

41. Проектная документация, представляемая для регистрации объекта строительства, включает в себя:

комплекты рабочих чертежей;

спецификацию оборудования с указанием организаций - изготовителей технических устройств;

общую пояснительную записку;

проект защиты подземных стальных газопроводов (резервуаров) от электрохимической коррозии.

42. В состав рабочей комиссии по приемке в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления включаются представители застройщика (заказчика и подрядчиков, осуществивших монтажные и пусконаладочные работы), разработчика проектной документации, газоснабжающей организации, а при необходимости - и представители поставщика (изготовителя) оборудования с участием должностного лица Госпромнадзора.
(часть первая п. 42 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

При приемке в эксплуатацию выделенных в проектной документации очередей строительства, пусковых комплексов должна быть обеспечена возможность изолированно, полноценно и безопасно осуществлять эксплуатацию принимаемых в эксплуатацию очереди строительства, пускового комплекса.
(часть вторая п. 42 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

Заказчик (застройщик) обязан не менее чем за 15 дней уведомить Госпромнадзор о дате и месте работы рабочей комиссии.

43. Рабочая комиссия должна проверить проектную и исполнительную документацию, осмотреть все смонтированные объекты для определения соответствия их требованиям нормативных правовых актов, в том числе технических нормативных правовых актов (далее - НПА, ТНПА), в том числе настоящих Правил, и проекту, выявить возможные дефекты монтажа.

Кроме этого, рабочая комиссия должна проверить соответствие проекту смонтированных вентиляционных и дымоотводящих систем, электросилового и осветительного оборудования, контрольно-измерительных приборов систем автоматизации и защиты, а также готовность организации к эксплуатации объекта, выпуску продукции (выполнению работ, оказанию услуг), в том числе наличие:

документов о подготовке и проверке знаний работников эксплуатирующей организации;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

приказа о назначении лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления;

технологических инструкций, технологических схем, разработанных и утвержденных эксплуатирующей организацией;

паспортов ПОО, технических устройств;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

положения о газовой службе организации или договора со специализированной организацией на техническое обслуживание и ремонт газопроводов и газового оборудования;

плана локализации и ликвидации аварий и инцидентов;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

инструкций для работников диспетчерского пульта автоматизированных объектов газопотребления (эксплуатируемых без постоянного обслуживающего персонала).

До пуска (слива) газа опасные производственные объекты (далее - ОПО) и ПОО должны быть зарегистрированы в соответствии с пунктом 20.16, подпунктами 20.18.1, 20.18.3, 20.18.13 пункта 20.18 единого перечня административных процедур.
(часть третья п. 43 введена постановлением МЧС от 30.05.2017 N 22)

44. В составе исполнительной документации на строительство, указанной в технических нормативных правовых актах, рабочей комиссии представляются следующие документы:

акты специализированной организации о проверке технического состояния дымовых и вентиляционных каналов, включающих в себя сведения о типе установленного газоиспользующего оборудования, о технических характеристиках каналов (количество, размеры, материал, наличие

прочистных карманов), о методах и результатах проверки плотности, обособленности, проходимости каналов, наличия тяги, об отсутствии засоренности каналов и состоянии оголовков дымоходов, а также заключение о пригодности либо непригодности дымовых и вентиляционных каналов к эксплуатации с участием представителя заказчика (застройщика). Копии протоколов испытаний аккредитованной лаборатории прилагаются к актам;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

акты специализированной организации испытаний электроустановок и заземляющих устройств, в том числе молниезащиты;

акты монтажной организации о проведении ревизии газового оборудования;

акты готовности газоиспользующих установок, контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации к проведению пусконаладочных работ;

акты специализированной организации о проверке эффективности средств защиты от электрохимической коррозии стальных подземных сооружений;

акты освидетельствования скрытых работ;

акты проверки эффективности вентиляционных систем;

акты проверки уплотнения (герметизации) вводов инженерных коммуникаций в местах прохода их через подземную часть наружных стен здания в соответствии с проектом.

45. В случае выявления дефектов монтажа, а также нарушений требований нормативных правовых актов, технических нормативных правовых актов, в том числе настоящих Правил, членам комиссии предоставляется право в порядке контроля потребовать вскрытия любого участка газопровода для дополнительной проверки качества монтажа, а также проведения повторных испытаний газопровода.

Дефекты и недоделки, допущенные в ходе монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе испытаний, должны быть устранены до начала комплексного опробования оборудования.
(часть вторая п. 45 введена постановлением МЧС от 30.05.2017 N 22)

46. Пуск газа в смонтированные газопроводы и оборудование объектов газораспределительной системы и газопотребления, заполнение сжиженными газами технологического оборудования, газопроводов и резервуаров ГНС, АГЗС и резервуарных установок СУГ, проведение пусконаладочных работ разрешаются после выполнения работ по отделке газифицируемых помещений и благоустройству территории охранной зоны газопровода, а также подписания рабочей комиссией акта приемки по форме согласно приложению 4.

47. На время комплексного опробования оборудования ГНС, АГЗС, котельных, промышленных и сельскохозяйственных газоиспользующих установок должно быть организовано круглосуточное дежурство обслуживающего персонала эксплуатирующей и наладочной организаций с целью контроля за состоянием технологического оборудования и оперативного устранения возможных неисправностей и утечек газа. Дежурный персонал должен быть проинструктирован руководителем пусконаладочных работ о возможных неполадках и способах их устранения, обеспечен необходимыми схемами и инструкциями, а также средствами защиты и пожаротушения, необходимыми приборами и оборудованием.

48. Во время пусконаладочных работ ответственным за их проведение является руководитель пусконаладочной организации. Все работы выполняются по его указанию.

Срок проведения пусконаладочных работ не должен превышать трех месяцев.

49. Объекты газораспределительной системы и газопотребления с оборудованием, требующим проведения пусконаладочных работ, принимаются в эксплуатацию после окончания этих работ при предъявлении рабочей комиссии следующей исполнительной документации:

технических отчетов о положительных результатах пусконаладочных работ, актов комплексного

опробования оборудования;

актов специализированной организации о наладке систем вентиляции, автоматизации, сигнализации и защиты, контрольно-измерительных приборов, предусмотренных проектом;

актов специализированной организации о проверке кратности воздухообмена помещений в соответствии с проектом.

50. Соответствие принятого в эксплуатацию объекта в целом проектной документации, требованиям безопасности, эксплуатационной надежности подтверждается заключением, выдаваемым Госпромнадзором в соответствии с Положением о порядке приемки в эксплуатацию объектов строительства, утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 июня 2011 г. N 716 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2011 г., N 66, 5/33914) и пунктом 3.20 единого перечня административных процедур.

51. Приемка в эксплуатацию незаконченных строительством объектов, в том числе подземных стальных газопроводов и резервуаров, не обеспеченных (согласно проекту) электрохимической защитой, не допускается.

52. Приемка в эксплуатацию подводных переходов (дюкеров) дополнительно подтверждается заключением независимой специализированной организации.

53. Если объект, принятый комиссией, не был введен в эксплуатацию в течение 6 месяцев, при вводе его в эксплуатацию должно быть проведено повторное испытание на герметичность.

54. Замена или демонтаж газового оборудования с применением сварочных работ должны осуществляться на основании проектной документации в порядке, установленном требованиями настоящей главы.

55. Эксплуатация объектов газораспределительной системы и газопотребления (технических устройств), не принятых комиссией в установленном порядке, не допускается.

56. Исключен.
(п. 56 исключен с 1 июля 2017 года. - Постановление МЧС от 30.05.2017 N 22)

РАЗДЕЛ III
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

ГЛАВА 8
ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

57. Организация, эксплуатирующая объекты газораспределительной системы и газопотребления, обязана:

иметь лицензию на право осуществления деятельности в области промышленной безопасности;

иметь свидетельство о регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов;

выполнять комплекс мероприятий, включая систему технического обслуживания и ремонта, обеспечивающий содержание газораспределительной системы и газопотребления в исправном состоянии, и соблюдать требования настоящих Правил;

иметь договоры на техническое обслуживание и ремонт внутренних газопроводов, газоиспользующих установок с организациями, выполняющими работы по техническому обслуживанию и ремонту газопроводов и газового оборудования на договорной основе в случае отсутствия в эксплуатирующей организации собственной газовой службы;

иметь требуемый по штату персонал, удовлетворяющий квалификационным требованиям, не имеющий медицинских противопоказаний к работе;

проводить своевременную подготовку и проверку знаний работающих в соответствии с требованиями главы 2 настоящих Правил;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

иметь НПА и ТНПА, устанавливающие порядок ведения работ на объектах газораспределительной системы и газопотребления;

организовывать и осуществлять производственный контроль в области промышленной безопасности;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля;

выполнять предписания Госпромнадзора;

обеспечивать проведение технического обследования (техническое диагностирование) газопроводов, сооружений и газового оборудования (технических устройств) в установленные настоящими Правилами сроки;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

обеспечивать защиту объектов от проникновения и несанкционированных действий посторонних лиц;

своевременно информировать в установленном порядке Госпромнадзор об авариях, инцидентах или несчастных случаях, произошедших на объектах;

осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий (инцидентов) и оказывать содействие государственным органам в расследовании их причин;

принимать участие в техническом расследовании причин аварий и инцидентов, принимать меры по устранению, профилактике и учету аварий и инцидентов;

представлять в Госпромнадзор информацию о выполнении мероприятий по предотвращению аварий, предписываемых актом расследования.

Обеспечение выполнения указанных мероприятий возлагается на руководителя эксплуатирующей организации.

Допускается ведение эксплуатационной документации в электронном виде. При этом руководитель организации обязан обеспечить хранение электронных данных в соответствии с архивными сроками хранения, а также защиту электронных данных от постороннего вмешательства.

58. Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газораспределительной системы и газопотребления определяется настоящими Правилами и техническими нормативными правовыми актами.

59. Ежегодные графики технического обслуживания и ремонта объекта газораспределительной системы и газопотребления утверждаются техническим руководителем организации - собственника объекта и (или) уполномоченного им лица.

60. Для организаций, где газопроводы и газовое оборудование обслуживаются по договорам, обслуживающей организацией собственнику объекта предоставляется выписка из ежегодного графика технического обслуживания и ремонта объектов газораспределительной системы и газопотребления, разработанного обслуживающей организацией с учетом мнения собственника объекта и утвержденного главным инженером (техническим директором) обслуживающей организацией.

61. Для лиц, занятых технической эксплуатацией объектов газораспределительной системы и газопотребления, должны быть разработаны должностные, технологические инструкции и инструкции по

охране труда.

Инструкции разрабатываются с учетом особенностей объектов, требований организаций - изготовителей оборудования и конкретных условий производства.

62. Технологическая инструкция должна содержать требования по технологической последовательности выполнения различных операций, методы и объемы проверки качества выполняемых работ.

К технологической инструкции по техническому обслуживанию и ремонту оборудования (технических устройств) ГРП, ГРУ, ГНС, ГНП, ШРП, АГЗС, котельных и других газоиспользующих установок должны прилагаться технологические схемы с обозначением мест установки запорной арматуры, газового оборудования и контрольно-измерительных приборов. Нумерация запорной арматуры, оборудования, контрольно-измерительных приборов (далее - КИП) должна соответствовать ее нумерации на технологической схеме. Копии инструкции и схем, а также режимные карты должны быть вывешены на рабочих местах.

Технологическая инструкция, технологическая схема и режимные карты должны пересматриваться и переутверждаться руководителем (техническим руководителем) эксплуатирующей организации после реконструкции, технического переоснащения и изменения технологического процесса до включения оборудования в работу и в плановом порядке 1 раз в 3 года.

63. Собственник и (или) уполномоченное им лицо обязаны хранить проектную и исполнительную документацию на находящиеся в эксплуатации объекты постоянно (до их ликвидации).

Допускается передача на хранение копий указанных документов организациям, выполняющим работы по техническому обслуживанию и ремонту объекта газораспределительной системы и газоиспользующих установок на договорной основе.

64. На каждый наружный газопровод, электрозащитную, резервуарную и групповую баллонную установку, ГРП, ГРУ, ШРП, комбинированный регулятор давления (далее - КРД), АГЗС должен составляться эксплуатационный паспорт по форме согласно приложениям 5 - 12, содержащий основные технические характеристики, а также данные о проведенных ремонтах.

Кроме данных о проведенных ремонтах в эксплуатационный паспорт вносятся данные о врезках и присоединениях газопроводов, замене оборудования, техническом перевооружении, параметрах срабатывания предохранительных устройств и другие данные. Паспорта, в том числе на замененное оборудование, прикладываются к эксплуатационному паспорту.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

65. Сведения о ремонтах, замене оборудования, техническом перевооружении внутренних газопроводов объектов газопотребления должны заноситься в ремонтные журналы с указанием даты проведения, характера работ и результатов произведенных работ согласно утвержденным графикам, утвержденным техническим руководителем эксплуатирующей организации.

66. На маховиках или корпусе арматуры должно быть обозначено направление вращения при открытии и закрытии арматуры.

67. Наружные (надземные) и внутренние газопроводы промышленных и сельскохозяйственных организаций, котельных (в том числе находящиеся на эстакадах и в подземных каналах), ГНС, ГНП, АГЗС, ГРП, ГРУ, ШРП с целью быстрого определения содержимого трубопроводов и облегчения управления производственными процессами должны иметь опознавательную окраску желтого цвета, предупреждающие кольца, маркировочные щитки или стрелки, указывающие направление потока газа. Внутренние и вводные газопроводы административных и общественных зданий допускается окрашивать в произвольный цвет, не нарушающий отделки помещений и фасадов.

Защитное покрытие должно быть сплошным, без видимых повреждений. Обнаруженные в процессе эксплуатации повреждения защитных покрытий должны устраняться в максимально короткие сроки.

ГЛАВА 9
ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ОБЪЕКТОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

68. В каждой организации, эксплуатирующей объекты газораспределительной системы и газопотребления, приказом из числа технических руководителей или специалистов, прошедших в установленном порядке подготовку и проверку знаний настоящих Правил, назначается лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления в целом, и каждого цеха (участка) в отдельности.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

В организациях, где газ используется в качестве топлива для отопления и горячего водоснабжения административных и общественных зданий, и в штате которых не предусмотрена должность руководителя подразделения или специалиста с техническим образованием, ответственность за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления может быть возложена на работника, прошедшего подготовку в соответствии с требованиями главы 2 настоящих Правил в части промышленной безопасности.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

На время отсутствия ответственного лица (отпуск, командировка, переподготовка, болезнь и другие случаи) исполнение его обязанностей должно быть возложено приказом организации на другого специалиста, прошедшего проверку знаний в соответствии с главой 2 настоящих Правил.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

69. Обязанности лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления организации, устанавливаются должностной инструкцией, которой должны быть предусмотрены мероприятия по:

69.1. обеспечению безопасного режима газоснабжения, контролю за выполнением газоопасных работ сторонними специализированными организациями;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

69.2. обеспечению контроля за наличием инструкций на рабочих местах и их выполнением;

69.3. разработке графиков технического обслуживания и текущего ремонта газового оборудования и газопроводов;

69.4. участию в рассмотрении проектов газоснабжения и в работе комиссий по приемке газифицируемых объектов в эксплуатацию;

69.5. разработке инструкций, плана локализации и ликвидации возможных аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления;

69.6. участию в комиссиях по проверке знаний правил, норм и инструкций по промышленной безопасности работниками организации;

69.7. проверке соблюдения установленного настоящими Правилами порядка допуска специалистов и рабочих к самостоятельной работе;

69.8. проведению регулярного контроля за безаварийной и безопасной эксплуатацией и ремонтом газопроводов и газового оборудования; проверке правильности ведения технической документации при эксплуатации и ремонте;

69.9. оказанию помощи в работе лицам, ответственным за безопасную эксплуатацию объектов газопотребления цехов (участков), контролю за их деятельностью;

69.10. разработке планов-мероприятий и программ по замене и модернизации устаревшего

оборудования;

69.11. организации и проведению противоаварийных тренировок со специалистами и рабочими;

69.12. участию в обследованиях, проводимых Госпромнадзором;

69.13. обеспечению сохранности проектной, исполнительной и эксплуатационной документации.

70. Лицу, ответственному за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления организации, предоставляется право:

70.1. осуществлять связь с газоснабжающей организацией, а также с организациями, выполняющими работы по техническому обслуживанию и ремонту по договору;

70.2. требовать отстранения от обслуживания газового оборудования и выполнения газоопасных работ лиц, не прошедших проверку знаний правил, норм и инструкций в установленном порядке;

70.3. представлять руководству организации предложения о привлечении к ответственности лиц, нарушающих требования настоящих Правил;

70.4. не допускать ввода в эксплуатацию газоиспользующих установок, не отвечающих требованиям настоящих Правил;

70.5. приостанавливать работу газопроводов и газового оборудования, опасных в дальнейшей эксплуатации, а также самовольно введенных в работу;

70.6. участвовать в подборе лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию объектов газопотребления цехов, специалистов и рабочих газовой службы;

70.7. выдавать руководителям цехов (участков), начальнику газовой службы обязательные для исполнения указания по устранению нарушений требований настоящих Правил.

71. Эксплуатация объектов газораспределительной системы и газопотребления промышленных, коммунальных и сельскохозяйственных организаций должна осуществляться их собственником и (или) уполномоченным им лицом.

72. Приказом (распоряжением) в организации, эксплуатирующей объекты газораспределительной системы и газопотребления своими силами, должна быть организована газовая служба.

73. Задачи газовой службы, структура и численность ее устанавливаются положением о газовой службе, утвержденным руководителем организации.

74. Руководитель организации обязан обеспечить газовую службу помещением с телефонной связью, оснастить средствами индивидуальной защиты, необходимыми приборами, инструментами в соответствии с положением о газовой службе организации.

75. Выявление и ликвидация коррозионно-опасных зон на подземных стальных газопроводах и резервуарах сжиженного газа, техническое обслуживание и ремонт установок электрохимической защиты должны осуществляться только организациями, имеющими специализированные службы (группы) защиты от коррозии, укомплектованные подготовленным персоналом, оснащенные необходимыми приборами, механизмами.

76. Руководители промышленных и сельскохозяйственных организаций - владельцев объектов газораспределительной системы и газопотребления, должны обеспечить круглосуточное дежурство персонала, прошедшего подготовку и проверку знаний в соответствии с требованиями главы 2 настоящих Правил, знающего расположение газопроводов и запорной арматуры на них и владеющего методами безопасного их переключения, возможность устранения аварийных ситуаций в любое время.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

77. Техническое обслуживание и ремонт газопроводов и газового оборудования общественных и административных зданий, организаций бытового обслуживания населения в городах, поселках и сельских населенных пунктах должны осуществляться газоснабжающими организациями и их подразделениями в установленном порядке по утвержденному техническим руководителем газоснабжающей организации (подразделения) графику технического обслуживания и ремонта или по договору с другими организациями, имеющими лицензию на право осуществления деятельности в области промышленной безопасности.

78. При отсутствии в эксплуатирующей организации собственной газовой службы работы по техническому обслуживанию и ремонту объектов могут быть переданы организациям, имеющим лицензию на право осуществления деятельности в области промышленной безопасности, на договорных условиях.

В договоре должны быть четко определены границы и объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту, регламентированы обязательства заинтересованных сторон в обеспечении условий безопасной эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления, в том числе указаны условия ведения и хранения эксплуатационных документов.

ГЛАВА 10
НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ И СООРУЖЕНИЯ

79. Природные и сжиженные углеводородные газы, подаваемые потребителям, должны соответствовать требованиям технических регламентов Таможенного союза и (или) Евразийского экономического союза и обязательным для соблюдения требованиям ТНПА.
(часть первая п. 79 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

Пункты контроля, периодичность отбора проб, а также интенсивность запаха газа (одоризация) должны определяться газоснабжающими организациями в соответствии с техническими нормативными правовыми актами. Результаты проверок должны оформляться актом испытаний интенсивности запаха газа, где указывается место отбора пробы газа, дата испытания, температура воздуха в месте проведения испытаний, номер опыта и результаты замеров.

80. Величина давления газа на выходе из ГРС должна поддерживаться поставщиком на уровне, определенном проектом. Пределы поддержания выходного давления газа могут быть оговорены с потребителем в договоре отдельно с точностью, необходимой для обеспечения технологического процесса.

Контроль за давлением газа в сетях городов и населенных пунктов должен осуществляться путем измерения его не реже 1 раза в год (в зимний период) в часы максимального потребления газа в точках, наиболее неблагоприятных по режиму газоснабжения.

Точки (пункты) замера давления газа в газовых сетях устанавливаются эксплуатирующей организацией.

81. Проверка наличия влаги и конденсата в газопроводах, их удаление должны проводиться с периодичностью, исключающей возможность образования закупорок.

Периодичность проверки определяется газоснабжающей организацией.

82. Установленные на газопроводах запорная арматура и компенсаторы должны подвергаться ежегодному техническому обслуживанию, а при необходимости - ремонту.

Сведения о техническом обслуживании, капитальном ремонте (замене) заносятся в эксплуатационный паспорт газопровода.

83. Газопроводы, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться техническому обслуживанию путем периодического обхода, обхода с использованием высокочувствительных детекторов метана, приборного технического обследования, техническому диагностированию, а также текущим и капитальным ремонтам с периодичностью, установленной настоящими Правилами.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

84. При обходе надземных газопроводов должны выявляться утечки газа, перемещения газопровода за пределы опор, наличие вибрации, сплющивания, недопустимого прогиба газопровода, просадки, изгиба и повреждения опор, проверяться состояние отключающих устройств и изолирующих фланцевых соединений, средств защиты от падения электропроводов, креплений и окраски газопроводов, сохранность габаритных знаков на переходах в местах проезда автотранспорта, а также наличие свободного доступа к газопроводу.

Обход надземных газопроводов проводится одним рабочим. Периодичность обхода определяется газоснабжающими организациями или эксплуатирующими организациями, имеющими газовую службу, но не реже 1 раза в 3 месяца. Выявленные неисправности должны своевременно устраняться, повреждения окраски газопроводов - восстанавливаться.

85. При обходе подземных газопроводов должны:

85.1. осматриваться трассы газопроводов и выявляться утечки газа по внешним признакам;

85.2. контролироваться приборами все колодцы и контрольные трубки, а также колодцы и камеры других подземных коммуникаций, подвалы зданий, шахты, коллекторы, подземные переходы, расположенные на расстоянии до 15 м по обе стороны от газопровода;

85.3. проверяться сохранность, состояние настенных указателей, ориентиров газовых сооружений и устройств электрохимической защиты;

85.4. очищаться крышки газовых колодцев и коверов от снега, льда и загрязнений;

85.5. осматриваться состояние местности по трассе газопровода с целью выявления обрушения грунта, размыва его талыми или дождевыми водами, самовольных посадок деревьев и кустов;

85.6. контролироваться условия производства ремонтных, строительных и земляных работ в охранной зоне объектов газораспределительной системы согласно Положению о порядке установления охранных зон объектов газораспределительной системы, размерах и режиме их использования, утвержденному постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 ноября 2007 г. N 1474 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2007 г., N 275, 5/26120).

86. При обнаружении утечки газа на трассе газопровода работники, производящие обход, обязаны немедленно известить аварийную службу, руководителей газовой службы, принять меры по дополнительной проверке газоанализатором и проветриванию загазованных подвалов, первых этажей зданий, колодцев, камер, находящихся в радиусе 50 м от газопровода.

До приезда аварийной бригады люди, находящиеся в здании, должны быть предупреждены о недопустимости курения, пользования открытым огнем и электроприборами и при необходимости приняты меры по эвакуации.

87. Периодичность обхода трасс подземных газопроводов и сооружений на них в городах, поселках и сельских населенных пунктах определяется газоснабжающими организациями, но не реже периодичности, указанной в приложении 13.

При определении периодичности обхода трасс газопроводов должны учитываться конкретные условия их эксплуатации: продолжительность эксплуатации и техническое состояние газопроводов, опасность коррозии и эффективность электрозащитных установок, давление газа, наличие сигнализаторов загазованности в подвалах, пучинистость, просадочность грунтов, горных подработок, сейсмичность, характер местности и плотность застройки, время года и других факторов.

88. Обход трасс подземных газопроводов, расположенных на проезжей части дорог (улиц), должен производиться бригадой в составе не менее двух человек. В остальных случаях обход трасс газопроводов допускается производить одним рабочим.

89. Работники, занятые техническим обслуживанием газопроводов и сооружений на них путем обхода,

должны иметь маршрутные карты с трассой газопроводов, местоположением газовых и других сооружений (коммуникаций), подвалов зданий и колодцев, подлежащих проверке на загазованность. Маршрутные карты должны уточняться не реже 1 раза в год, а также по мере необходимости. Перед допуском к работе рабочие должны быть ознакомлены с трассой газопровода на местности.

90. Результаты обхода газопроводов и выявленные неисправности должны отражаться в рапорте. Срок хранения рапорта не менее 1 года.

91. Собственники, землевладельцы и землепользователи, по территории которых проложен газопровод, должны обеспечить доступ персонала организации, эксплуатирующей газопроводы, для проведения его осмотра, ремонта, локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

92. Собственники смежных подземных коммуникаций, проложенных в радиусе 50 м от газопровода, обязаны обеспечить своевременную очистку крышек колодцев и камер от загрязнения, снега и наледи для проверки их на загазованность и наличие настенных указателей (привязок) этих сооружений.

Колодцы инженерных коммуникаций, расположенные на расстоянии до 15 м от подземных газопроводов, должны иметь в крышках люков отверстия диаметром не менее 12 мм для контроля наличия в них газа. Наличие отверстий в люках колодцев для контроля загазованности должны обеспечить собственники смежных подземных коммуникаций.

93. Собственники зданий и (или) уполномоченные ими лица несут ответственность за исправность уплотнения вводов подземных инженерных коммуникаций, содержание подвалов и технических подпольев в состоянии, обеспечивающем возможность их постоянного проветривания и проверки на загазованность.

94. Подземные газопроводы должны подвергаться периодическому приборному техническому обследованию, включающему: выявление мест повреждений изоляционного покрытия и металла труб, утечек газа - для стальных газопроводов, выявление мест утечек газа - для полиэтиленовых.

95. Периодичность приборного технического обследования технического состояния наружных газопроводов для определения мест повреждения изоляционных покрытий и наличия утечек газа в плановом порядке составляет:

для межпоселковых газопроводов, газопроводов всех давлений в городах, поселках и населенных пунктах, в том числе переходов через несудоходные водные преграды - не реже 1 раза в 5 лет;

для переходов газопроводов через судоходные водные преграды - не реже 1 раза в 3 года;

для газопроводов, техническое состояние которых при очередном обследовании признано недостаточно надежным, - периодичность приборного обследования до их ремонта или перекладки устанавливается в каждом отдельном случае собственником газопровода;

для газопроводов, по трассе которых будут выполняться работы по строительству, ремонту твердых дорожных покрытий, - независимо от срока эксплуатации газопровода до начала производства указанных работ;

для газопроводов, пересекающих автомобильные и железные дороги, а также проходящих параллельно железным и автомобильным дорогам I и II категорий на расстоянии 75 м при условном диаметре 300 мм и менее, до 150 м при условном диаметре свыше 300 мм до 800 мм вне зависимости от давления, - 1 раз в год после оттаивания грунтов.

Указанные требования распространяются и на газопроводы, расположенные вблизи линий и станций метрополитена.

96. Внеочередные приборные технические обследования стальных газопроводов должны проводиться при обнаружении негерметичности или разрыва сварных стыков, сквозных коррозионных повреждений, а также при перерывах в работе электрозащитных установок в течение года:

более 1 месяца - в зонах опасного действия блуждающих токов;

более 6 месяцев - в зонах отсутствия блуждающих токов, если защита газопровода не обеспечена другими установками.

Коррозионное состояние металла и изоляционного покрытия трубы должно определяться во всех шурфах, отрываемых в процессе эксплуатации газопровода или смежных с ним сооружений.

97. Порядок обследования и назначения газопроводов на капитальный ремонт или замену определяется техническими нормативными правовыми актами. Газопроводы, требующие капитального ремонта или включенные в план на замену (перекладку), должны подвергаться приборному техническому обследованию не реже 1 раза в год.

Дефекты изоляционных покрытий, выявленные на газопроводах, расположенных в зонах опасного влияния блуждающих токов и на расстоянии менее 15 м от административных, общественных и жилых зданий, должны устраняться в течение 1 месяца, а в остальных случаях - не позднее трех месяцев после их обнаружения.

98. Осмотр подземных стальных газопроводов с целью определения состояния защитного покрытия металла трубы (путем вскрытия на газопроводах контрольных шурфов длиной не менее 1,5 м) должен выполняться только в местах выявления повреждений покрытий, а также на участках, где использование приборов затруднено индустриальными помехами.

Места вскрытия контрольных шурфов, их количество в зонах индустриальных помех определяются главным инженером газоснабжающей организации или начальником газовой службы. Для визуального обследования должны выбираться участки, подверженные наибольшей коррозионной опасности, места пересечения газопроводов с другими подземными коммуникациями, конденсатосборники, гидрозатворы. При этом должно вскрываться не менее одного шурфа на каждые 500 м распределительных газопроводов и на каждые 200 м газопроводов-вводов.

99. Проверку герметичности и обнаружение мест утечек газа из подземных газопроводов допускается производить методом бурения скважин с последующим взятием проб прибором.

На распределительном газопроводе скважины бурятся у стыков газопровода. При отсутствии схемы расположения стыков, а также на газопроводах-вводах скважины должны буриться через каждые 2 м. Глубина бурения их в зимнее время должна быть не менее глубины промерзания грунта, в остальное время - соответствовать глубине укладки трубы. Скважины закладываются на расстоянии не менее 0,5 м от стенки газопровода.

При использовании высокочувствительных газоискателей для определения утечек газа допускается уменьшать глубину скважин и выполнять их по оси газопровода при условии, что расстояние между верхом трубы и дном скважины будет не менее 40 см.

100. Определение наличия газа в скважине должно производиться с использованием приборов.

101. Допускается проверять герметичность газопроводов опрессовкой воздухом по нормам испытаний, указанным в строительных нормах и правилах.

102. При приборном техническом обследовании полиэтиленовых газопроводов, изготовленных из полиэтилена высокой плотности, эксплуатирующей организацией должна проверяться герметичность газопроводов с помощью высокочувствительного газоискателя - не реже 1 раза в 5 лет.

103. По результатам приборного технического обследования должен составляться акт, в котором с учетом выявленных дефектов и оценки технического состояния следует дать заключение о возможности дальнейшей эксплуатации газопровода, необходимости и сроках проведения его ремонта или замены. Акт технического обследования должен утверждаться руководителем организации, выполнявшей эти работы.

104. Техническое обследование подводных переходов газопроводов должно выполняться не реже 1 раза в 3 года специализированной организацией, имеющей соответствующее оборудование, снаряжение и подготовленных специалистов. При этом уточняется местоположение газопровода относительно дна и

наличие повреждений изоляционного покрытия по методике, утвержденной в установленном порядке.

Проводится также определение целостности, взаиморасположения пригрузов на подводных переходах и в местах, где приняты меры против возможного всплытия газопроводов.

Результаты обследований оформляются актами или отчетами.

105. Утечки газа на газопроводах должны устраняться в максимально короткие сроки в порядке, установленном техническими нормативными правовыми актами. При обнаружении опасной концентрации газа в подвалах, подпольях зданий, коллекторах, подземных переходах, галереях газопроводы должны быть немедленно отключены и приняты меры по их вентилированию. До устранения негерметичности эксплуатация их запрещается.

106. Об отключениях газопроводов, связанных с их ремонтом, а также о времени возобновления подачи газа потребители должны предупреждаться заблаговременно.

107. Организация-собственник и (или) уполномоченное ею лицо должны своевременно принимать меры по ремонту защитных покрытий и предотвращению дальнейшего разрушения подземных стальных газопроводов. Дефекты изоляции на газопроводах, расположенных в зонах действия блуждающих токов и вблизи зданий с возможным скоплением людей, должны устраняться в первую очередь, но не позднее чем через месяц после их обнаружения.

108. Производство сварочных и изоляционных работ при присоединении и ремонте стальных подземных газопроводов, контроль их качества должны выполняться в соответствии с требованиями главы 7 настоящих Правил и действующих технических нормативных правовых актов.

109. Газопроводы в местах пересечения с железнодорожными путями и автомобильными дорогами независимо от сроков предыдущей проверки и ремонта должны быть подвергнуты внеочередному приборному техническому обследованию и при необходимости ремонтироваться или заменяться при проведении работ по расширению и капитальному ремонту основания дороги.

О предстоящем ремонте или расширении путей (дорог) организации, эксплуатирующие газораспределительную систему, должны быть уведомлены собственником железнодорожного пути, автодороги в срок не позднее 1 месяца до начала работ.

110. Техническое диагностирование осуществляется с целью определения технического состояния газопровода и установления ресурса его дальнейшей эксплуатации.

Техническое диагностирование должно проводиться по истечении 40 лет для стальных, а также 50 лет для полиэтиленовых газопроводов после ввода их в эксплуатацию.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

Досрочное техническое диагностирование газопроводов назначается в случаях аварий, вызванных коррозионными разрушениями стальных газопроводов, потерей прочности (разрывом) сварных стыков, а также в случае возведения (монтажа) стальных газопроводов свыше нормативного срока в грунтах высокой коррозионной агрессивности без электрохимической защиты.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

Дальнейшая эксплуатация газопроводов без проведения работ по продлению назначенного ресурса (назначенного срока службы) безопасной эксплуатации не допускается.

Работы по техническому диагностированию, прогнозированию технического состояния газопроводов должны производиться специализированной организацией по методике (индивидуальной программе) технического диагностирования, утвержденной в установленном порядке.

ГЛАВА 11
ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И УСТАНОВКИ

111. Режим работы ГРП, ШРП, ГРУ и комбинированных регуляторов давления должен устанавливаться в соответствии с проектом и отражаться в технологической документации (режимных картах).

112. Параметры настройки регуляторов давления в ГРП городов и населенных пунктов (комбинированных регуляторов) для бытовых потребителей не должны превышать 0,003 МПа.

ПСК, в том числе встроенные в регуляторы давления, должны обеспечить сброс газа при превышении максимального рабочего давления после регулятора не более чем на 15%; верхний предел срабатывания ПЗК не должен превышать максимальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 25%.

При наличии в ГРП дополнительной линии редуцирования регулятор давления на ней настраивается на давление на 10% ниже, а ПЗК - на 10% выше, чем на основной линии.

Параметры настройки оборудования ГРП, ШРП, ГРУ, газоиспользующих установок промышленных, сельскохозяйственных организаций, отопительных котельных и других организаций, а также промежуточных ГРП должны устанавливаться проектом и уточняться при пусконаладочных работах.

113. Не допускается колебание давления газа на выходе из ГРП, ШРП, ГРУ, превышающее 10% рабочего давления. Для КРД максимальное увеличение значения выходного давления при уменьшении расхода газа до нуля допускается не более 20% рабочего давления.

Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа должны устраняться в аварийном порядке.

114. Запрещается соединять трубопроводы сброса газа с предохранительных клапанов на нитках редуцирования с различными величинами выходных давлений газа на одну свечу.

115. Включение в работу регулятора давления в случае прекращения подачи газа должно производиться после установления причины срабатывания ПЗК и принятия мер по ее устранению.

116. Газ по обводной линии допускается подавать только в течение времени, необходимого для ремонта оборудования и арматуры, а также в период снижения давления газа перед ГРП, ШРП или ГРУ до величины, не обеспечивающей надежную работу регулятора давления. Работа должна выполняться бригадой рабочих в составе не менее двух человек под руководством специалиста.

117. В здании ГРП должны быть предусмотрены отдельные помещения для технологического, отопительного оборудования и для электрооборудования, в том числе оборудования системы телемеханики. Температура воздуха в помещениях должна быть не ниже предусмотренной в паспортах организации - изготовителя оборудования и КИП. Технологическое и отопительное помещения ГРП, оборудованного системой телемеханики, должны быть оснащены сигнализацией предельной загазованности воздуха.

118. Снаружи здания ГРП, вблизи ограждения ГРУ на видном месте, на шкафах ШРП и комбинированных регуляторов давления (далее - КРД) должны быть предупредительные надписи: "Газ. Огнеопасно".

119. При эксплуатации ГРП, ШРП, ГРУ и КРД должны выполняться:

осмотр технического состояния в сроки, устанавливаемые инструкцией, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации;

проверка параметров срабатывания ПЗК и ПСК не реже 1 раза в 3 месяца, а также по окончании ремонта оборудования;

техническое обслуживание - не реже 1 раза в 6 месяцев;

текущий ремонт - не реже 1 раза в год, если организация - изготовитель регуляторов давления, предохранительных клапанов, телемеханических устройств не требует проведения ремонта в иные сроки;

капитальный ремонт - при замене оборудования, средств измерений, отопления, освещения и восстановлении строительных конструкций здания на основании дефектных ведомостей, составленных по результатам осмотров и текущих ремонтов.

Допускается совмещать для телемеханизированных ГРП и ШРП одно техническое обслуживание с текущим ремонтом и две проверки параметров срабатывания ПЗК и ПСК с техническим обслуживанием и текущим ремонтом.

Техническое диагностирование оборудования телемеханизированных ГРП (ШРП) должно проводиться не реже 1 раза в 6 месяцев (при отрицательных результатах диагностики выполнить ремонт оборудования до достижения положительных результатов) при условии использования диагностического оборудования позволяющего контролировать следующие параметры:

давление полного закрытия регулятора давления газа (РДГ);

герметичность РДГ;

настройки РДГ;

давление срабатывания ПЗК по максимуму;

давление срабатывания ПЗК по минимуму;

герметичность клапана главного ПЗК;

герметичность мембраны главного ПЗК;

давление срабатывания вспомогательного ПЗК по максимуму;

давление срабатывания вспомогательного ПЗК по минимуму;

герметичность клапана вспомогательного ПЗК;

герметичность мембраны вспомогательного ПЗК;

давление срабатывания ПСК;

давление полного закрытия ПСК;

герметичность ПСК;

герметичность выходного запорного устройства ГРП;

определения объема утечки газа,

а также формировать протокол, в котором отражаются результаты измерений и критические границы параметров и строить график, точно отображающий состояние ГРП (ШРП).
(часть третья п. 119 введена постановлением МЧС от 30.05.2017 N 22)

В данном случае исключить проверку параметров срабатывания ПЗК, ПСК и проведение ТО и ТР телемеханизированных ГРП (ШРП).
(часть четвертая п. 119 введена постановлением МЧС от 30.05.2017 N 22)

120. При осмотре технического состояния ГРП, ШРП, ГРУ путем обхода должны выполняться:

проверка по приборам давления газа до и после регулятора, перепада давления на фильтре, температуры воздуха в помещении, отсутствия утечки газа с помощью прибора или мыльной эмульсии;

контроль за правильностью положения молоточка и надежности сцепления рычагов или положением рукоятки взвода ПЗК;

смена картограмм регистрирующих приборов, прочистка и заправка перьев, завод часового механизма. Проверка исправности манометров (показывающих, регистрирующих, дифференциальных и тому подобных) путем кратковременного их отключения и посадки на "нуль" - не реже 1 раза в 15 дней, для телемеханизированных ГРП, ШРП, ГРУ - в соответствии с графиком осмотра технического состояния;

проверка состояния и работы электроосвещения, вентиляции, системы отопления, визуальное выявление трещин и негерметичности стен, отделяющих основное и вспомогательное помещения;

внешний и внутренний осмотр здания. При необходимости - очистка помещения и оборудования от загрязнения.

Осмотр технического состояния КРД путем обхода выполняется одновременно с обходом подземных газопроводов. При этом должны выполняться:

проверка на отсутствие утечек газа с помощью прибора или мыльной эмульсии;

внешний осмотр регулятора, при необходимости очистка от загрязнений;

проверка состояния ограждения и запорных устройств.

По результатам осмотра данные о выявленных неисправностях и дефектах, исправности манометров, показания приборов заносятся в оперативный журнал ГРП, ШРП, ГРУ по форме согласно приложению 14.

121. Осмотр технического состояния (обход) ГРП должен, как правило, проводиться двумя рабочими.

Обход ГРП, оборудованных системами телемеханики, оснащенных сигнализаторами загазованности с контролируемым выводом сигнала, ШРП, ГРУ, а также КРД допускается производить одним рабочим.

Организациям, эксплуатирующим объекты газораспределительной системы, разрешается производить обход ГРП одним рабочим из числа постоянного состава персонала подразделений. В этом случае должна разрабатываться специальная инструкция, определяющая дополнительные меры безопасности.

122. При проверке степени засоренности фильтра максимальный перепад давления газа на нем не должен превышать величины, установленной организацией-изготовителем, но быть не более 10 кПа.

Разборка и очистка кассеты фильтра должна производиться вне помещения ГРП, ГРУ в местах, удаленных от легковоспламеняющихся веществ и материалов на расстоянии не менее чем 5 м.

123. При настройке и проверке параметров срабатывания предохранительных клапанов не должно изменяться рабочее давление газа после регулятора.

Настройку и проверку параметров срабатывания допускается выполнять с помощью регулятора давления, если верхний предел срабатывания предохранительного клапана не превышает максимального рабочего давления, указанного в пункте 112 настоящих Правил.

124. При техническом обслуживании ГРП, ГРУ, ШРП и КРД должны выполняться:

проверка хода и герметичности запорной арматуры и предохранительных клапанов;

проверка герметичности всех соединений, устранение утечек газа, осмотр фильтра;

смазка трущихся частей и перенабивка сальников;

определение чувствительности мембран регуляторов давления и управления;

продувка импульсных трубок к КИП, ПЗК и регулятору давления;

проверка параметров настройки ПЗК и ПСК.

125. При ежегодном текущем ремонте ГРП, ГРУ, ШРП и КРД следует обязательно выполнять:

разборку регуляторов давления (если эксплуатационной документацией изготовителя не предусмотрено иное), предохранительных клапанов с очисткой их от коррозии и загрязнений, проверкой плотности прилегания клапанов к седлу состояния мембран, смазкой трущихся частей, ремонтом или заменой изношенных деталей, проверкой надежности крепления конструкционных узлов, не подлежащих разборке;

разборку и притирку запорной арматуры, не обеспечивающей герметичности закрытия;

работы, перечисленные в пункте 124 настоящих Правил.

126. Отключающие устройства на линии редуцирования при разборке оборудования должны быть в закрытом положении. На границах отключенного участка после отключающих устройств должны устанавливаться заглушки, соответствующие максимальному давлению газа.

127. Ремонт электрооборудования ГРП и замена перегоревших электроламп должны проводиться при снятом напряжении. При недостаточном естественном освещении допускается применение переносных светильников во взрывозащищенном исполнении.

128. Помещения ГРП, ГРУ должны быть укомплектованы средствами пожаротушения в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов.

Хранить обтирочные, горючие и другие материалы в указанных помещениях не разрешается.

129. Здания и сооружения, в которых установлены газорегуляторные установки, должны быть обеспечены молниезащитой.

ГЛАВА 12
ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ, ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ, АВТОМОБИЛЬНЫЕ ГАЗОЗАПРАВОЧНЫЕ СТАНЦИИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

130. Ведение производственных процессов, техническое состояние технологического и электрооборудования, газопроводов, санитарно-технических сооружений на ГНС, ГНП и АГЗС должны обеспечивать безаварийную работу и безопасность персонала.

131. Производственные процессы должны вестись согласно утвержденным технологическим инструкциям, схемам и инструкциям по охране труда.

132. Для каждого производственного помещения и наружной установки в зависимости от характера технологического процесса должны быть определены проектом категории помещений (наружных установок) по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов.

133. Техническое обслуживание, ремонт газопроводов и технологического оборудования производятся в порядке, установленном регламентом работы ГНС, по специальным инструкциям.

134. На АГЗС должно быть обеспечено круглосуточное дежурство обслуживающего персонала. При односменной работе АГЗС передается под ответственность сторожевой охраны в нерабочее время. Включение АГЗС после перерыва в работе должно осуществляться после внешнего осмотра технологического оборудования, резервуаров и газопроводов.

135. Прием и передача смены при ликвидации аварии запрещается.

136. Технологическое оборудование, газопроводы, арматура, электрооборудование, вентиляционные системы, средства измерений, противоаварийной защиты, блокировок и сигнализации в производственной зоне ГНС, ГНП и АГЗС должны ежесменно осматриваться с целью выявления неисправностей и своевременного их устранения. Результаты осмотра заносятся в журналы ежедневного (ежесменного)

осмотра станций по форме согласно приложениям 15 и 16.

137. Обнаруженные при эксплуатации утечки газа должны немедленно устраняться.

138. Неисправные агрегаты, резервуары, газопроводы должны быть отключены с использованием заглушек.

139. Запорная арматура, обратные и скоростные клапаны, находящиеся в эксплуатации, должны обеспечивать быстрое и надежное отключение. Обслуживание и ремонт арматуры должны производиться в соответствии с регламентом, указанным в техническом паспорте или другом документе, удостоверяющем качество арматуры.

На маховиках арматуры должно быть обозначено направление вращения при открывании и закрывании арматуры.

Техническое обслуживание запорной арматуры должно производиться в соответствии с регламентом не реже 1 раза в 12 месяцев, а текущий ремонт - при выявлении неисправностей, требующих разборки запорной арматуры.

140. Разборка арматуры, резьбовых и фланцевых соединений на газопроводах с целью ремонта должна выполняться после их отключения и продувки инертным газом или паром. Запрещается подтягивать соединения, находящиеся под давлением. Удалять болты из фланцевых соединений разрешается только после снятия избыточного давления.

141. Давление настройки ПСК не должно превышать более чем на 15% рабочее давление в резервуарах и газопроводах.

142. Запрещается эксплуатация технологического оборудования резервуаров и газопроводов при неисправных и неотрегулированных ПСК.

143. Исправность рычажных ПСК должна проверяться путем кратковременного их открытия не реже 1 раза в месяц с отметкой в вахтенном журнале.

Проверка параметров настройки клапанов, их регулировка должны производиться на специальном стенде или на месте с помощью специального приспособления. Периодичность проверки для ПСК резервуаров - не реже 1 раза в 6 месяцев, для остальных - при проведении текущего ремонта, но не реже 1 раза в год. Клапаны после испытания пломбируются, результаты проверки отражаются в журнале регистрации проверок предохранительных клапанов по форме согласно приложению 17.

На место клапана, снимаемого для ремонта или проверки, должен устанавливаться исправный ПСК.

144. Устройства для слива и налива СУГ, применяемые на ГНС, ГНП и АГЗС, должны соответствовать техническим условиям и стандартам. Они должны обеспечивать стойкость к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре и иметь защиту от статического электричества.

Неисправные устройства, а также устройства, имеющие повреждения, для сливоналивных операций не допускаются.

145. Запрещается подтягивать накидные гайки рукавов, отсоединять рукава, находящиеся под давлением, а также применять ударный инструмент при навинчивании и отвинчивании гаек.

146. Оставлять без надзора работающие насосы, компрессоры не разрешается.

147. Давление газа на всасывающей линии насоса должно быть на 0,1 - 0,2 МПа выше упругости насыщенных паров жидкой фазы при данной температуре.

148. Давление газа в нагнетательном газопроводе компрессора не должно превышать давления конденсации паров СУГ при температуре нагнетания.

Максимальное давление газа после компрессора не должно быть выше 1,6 МПа.

149. Клиновидные ремни передач для привода компрессоров и насосов должны быть защищены от статического электричества и от попадания на них масла, воды и других веществ, отрицательно влияющих на их прочность и передачу усилий.

150. Запрещается использовать для компрессоров и насосов смазочные масла, не предусмотренные эксплуатационной документацией.

151. Количество смазочных материалов, находящихся в насосно-компрессорном отделении, не должно превышать их суточную потребность при условии хранения в закрывающейся емкости.

152. Насосы и компрессоры при ремонтных, регламентных работах в насосно-компрессорных отделениях станций (пунктов), на железнодорожной сливной эстакаде, на территории резервуарного парка и заправочных колонок, АГЗС, а также на время производства огневых работ должны быть остановлены.

153. Компрессоры и насосы подлежат аварийной остановке при:

утечках газов и неисправной запорной арматуре;

появлении вибрации, посторонних шумов и стуков;

выходе из строя подшипников и уплотнений;

изменении допустимых параметров масла и воды;

выходе из строя электропривода, пусковой арматуры;

неисправности муфтовых соединений, клиновидных ремней и их ограждений;

повышении или понижении нормируемого давления газов во входном и выходном патрубках;

повышении загазованности помещения сверх установленной нормы;

выключении приточно-вытяжной вентиляции;

неисправности механических передач и приводов.

154. Устранение утечек газа на работающем технологическом оборудовании не допускается.

155. Работа насосов и компрессоров с отключенными или вышедшими из строя автоматикой, аварийной вентиляцией, а также блокировкой с вентиляторами вытяжных систем запрещается.

156. Сведения о режиме эксплуатации, количестве отработанного времени и замеченных неисправностях в работе компрессоров и насосов должны фиксироваться в журналах по форме согласно приложениям 18 и 19.

157. Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт технологического оборудования должны производиться по технологическим инструкциям, разработанным в соответствии с требованиями настоящих Правил и документов организации - изготовителя оборудования, регламентирующих порядок его монтажа, наладки и эксплуатации.

158. На ГНС (ГНП) должен назначаться ответственный за эксплуатацию систем вентиляции, прошедший обучение в установленном порядке.

159. Каждой вентиляционной системе должно быть присвоено условное обозначение и порядковый номер, которые наносятся яркой несмываемой краской на кожухе вентилятора или вблизи вентилятора на воздуховоде.

160. На каждую вентиляционную систему должен составляться паспорт, в котором обозначаются схема установки, ее производительность, тип и характеристика вентилятора и электродвигателя, сведения о ремонтах и наладках. Вентилятор должен быть взрывозащищенным, соответствовать категории взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом, а также группе взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом по температуре самовоспламенения.

161. Пуск вентиляционных систем во взрывопожароопасных помещениях должен производиться за 15 минут до начала работы технологического оборудования.

162. В местах забора воздуха приточными вентиляционными системами должна исключаться возможность появления паров СУГ и других вредных веществ.

163. При остановке приточных систем вентиляции обратные клапаны на воздуховодах должны быть в закрытом состоянии.

164. Порядок обслуживания и ремонта систем вентиляции определяется положениями и инструкциями по эксплуатации промышленной вентиляции. После ремонта вентилятора или электродвигателя необходимо выполнить пусконаладочные работы вентустановки. Сведения о ремонтах и наладках фиксируются в паспорте вентиляционных систем.

165. Испытания вентиляционных систем с целью проверки их эксплуатационных технических характеристик должны проводиться не реже 1 раза в год, а также в случаях неудовлетворительных результатов анализа воздушной среды, после переустройства, наладки и капитального ремонта установок.

Наладка и испытание вентиляционных систем должны проводиться специализированными организациями. По результатам испытаний составляется технический отчет, в котором должны содержаться оценка эффективности работы вентиляционных систем по обеспечению нормальных санитарно-гигиенических условий в рабочей зоне и указания по режиму эксплуатации вентиляционных систем.

166. Все изменения в конструкции вентиляционных систем должны вноситься на основании утвержденных проектов.

167. Число железнодорожных цистерн, одновременно находящихся на территории ГНС, не должно превышать числа постов слива, предусмотренных проектом.

168. Операции по подготовке к сливу сжиженных газов из железнодорожных цистерн должны проводиться после окончания маневровых работ, закрепления цистерн на рельсовом пути, установки под колеса цистерн башмаков из неискрообразующего материала и удаления локомотива с территории ГНС.

169. Перед выполнением сливоналивных операций и заправкой газобаллонных автомобилей двигатели автомашин, за исключением автоцистерн, оборудованных насосами для перекачки СУГ, должны быть остановлены. Включать двигатели разрешается только после отсоединения резинотканевых рукавов и установки заглушек на отключающие устройства.

170. Железнодорожные и автомобильные цистерны, резинотканевые рукава, с помощью которых производится налив или слив, должны заземляться. Отсоединять цистерны от заземляющего устройства разрешается только после окончания налива-слива и установки заглушек на штуцеры вентилей цистерны.

171. Слив и налив сжиженных газов во время грозовых разрядов, а также при огневых работах в производственной зоне ГНС, ГНП и на территории АГЗС не разрешаются.

172. Слив газа из железнодорожных и автомобильных цистерн допускается в ночное время при обеспечении достаточной освещенности железнодорожной эстакады, резервуарного парка и назначения бригады в составе не менее трех человек.

173. Сливоналивные операции на железнодорожных и автомобильных цистернах должны выполняться с разрешения мастера, а в праздничные и выходные дни - ответственного дежурного по

станции.

174. Принимаемые и поставляемые потребителям газы для коммунально-бытового потребления и автомобильного транспорта должны соответствовать требованиям стандартов и технических регламентов, устанавливающих технические характеристики для горючих углеводородных газов.

175. Контроль и периодичность отбора проб, а также интенсивность запаха газа (одоризация) должны определяться организациями, эксплуатирующими ГНС, ГНП, АГЗС в соответствии с техническими нормативными правовыми актами. Результаты проверок должны оформляться актом испытаний интенсивности запаха газа, где указывается место отбора пробы газа, дата испытания, температура воздуха в месте проведения испытаний, номер опыта и результаты замеров.

Величина давления газа должна соответствовать проекту.

176. Запорные устройства на газопроводах следует открывать плавно, чтобы не вызвать гидравлических ударов.

177. Запрещается наполнение резервуаров, автоцистерн и баллонов путем снижения в них давления за счет сброса паровой фазы в атмосферу.

178. Во время слива газов из железнодорожных цистерн должно быть обеспечено непрерывное наблюдение за давлением и уровнем газа в цистерне и приемном резервуаре. Между персоналом, выполняющим сливоналивные операции, и машинистами насосно-компрессорного отделения должна осуществляться техническая связь.

179. Наполнительные, сливные и заправочные колонки, железнодорожные и автомобильные цистерны, газобаллонные автомобили во время слива и налива СУГ оставлять без надзора запрещается.

При наполнении автоцистерн и заправке автомобилей должен исключаться выброс СУГ в атмосферу.

Допускается заполнение бытовых баллонов, выполненных из композитных материалов и имеющих прозрачные стенки корпуса, обеспечивающие визуальный контроль за границей раздела паровой и жидкой фазы СУГ. Технологическая инструкция по выполнению таких работ должна содержать все возможные меры безопасности и контроля.
(часть четвертая п. 179 введена постановлением МЧС от 30.05.2017 N 22)

Запрещается наполнение на АГЗС баллонов, не предназначенных для использования на автотранспортных средствах, за исключением работ по отбору СУГ в баллоны для последующего определения их плотности.

180. Давление жидкой фазы в газопроводах, подающих газ на наполнение баллонов, не должно превышать рабочего давления, на которое они рассчитаны.

181. При наполнении, организации надзора, содержании, обслуживании и ремонте резервуаров и баллонов должны выполняться требования Правил по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением, утвержденных постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 28 января 2016 г. N 7 (Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 06.02.2016, N 8/30621).
(п. 181 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

182. Максимальный уровень наполнения резервуаров не должен превышать 85% геометрической вместимости для баллонов и надземных резервуаров, 90% - для подземных резервуаров.

183. Баллоны, наполненные на весовых установках, оборудованных автоматикой, прекращающей наполнение при достижении заданного веса наполненного в баллоны газа, должны подвергаться выборочной проверке путем взвешивания на контрольных весах.

Качество работы автоматических установок должно контролироваться мастером не менее 2 раз в смену с записью в журнале учета контрольного взвешивания наполненных баллонов по форме согласно

приложению 20.

Все баллоны, наполненные на установках, не оборудованных автоматикой, подлежат контролю взвешиванием.

184. Для контрольной проверки степени наполнения методом взвешивания должны применяться весы, обеспечивающие отклонение точности взвешивания баллонов вместимостью 1 л - не более 10 г, 5 л - не более 20 г, 12 л - не более 50 г, 27 и 50 л - не более 200 г. Контрольные весы перед началом рабочей смены должны проверяться мастером при помощи гири-эталона.

185. Удалять избыток газа из резервуаров и баллонов стравливанием СУГ в атмосферу запрещается.

186. Все наполненные баллоны должны быть проверены на герметичность вентиля (клапана) и резьбового соединения. Способы проверки должны определяться технологическими инструкциями. После проверки на штуцер вентиля должна быть навернута заглушка. Установленная заглушка должна обеспечивать герметичность в случае непроизвольного открытия вентиля в процессе транспортировки или хранения.

187. При обнаружении негерметичности в арматуре баллона автомобиля газ из автомобильных баллонов должен быть слит в резервуары.

188. Количество баллонов, одновременно находящихся в наполнительном цехе ГНС и ГНП, не должно превышать половины суммарной часовой производительности наполнительных установок, при этом размещение баллонов в проходах запрещается.

189. При перемещении баллонов и погрузочно-разгрузочных работах должны приниматься меры по предупреждению их падения и повреждения.

190. Количество наполненных и пустых баллонов, размещаемых на погрузочно-разгрузочных площадках, не должно превышать двойной суточной производительности наполнительного отделения.

191. Резервуары и баллоны перед техническим освидетельствованием и ремонтом должны быть освобождены от газа, неиспарившихся остатков и тщательно обработаны (дегазированы).

192. Обработка резервуаров и баллонов СУГ должна производиться одним из следующих способов: путем их пропаривания (кроме сосудов в подземном исполнении), продувки инертным газом или заполнением теплой водой. Температура воды должна быть не ниже 5 °С и не выше 40 °С, если иное не предусмотрено эксплуатационной документацией изготовителя. Время обработки сосудов определяется технологической инструкцией в зависимости от температуры теплоносителя.

Обработка резервуаров должна производиться после отсоединения их от газопроводов паровой и жидкой фазы с помощью заглушек.

193. Допускается замена запорных устройств на баллонах, не прошедших обработку, при условии производства работ в помещении категории А в соответствии с требованиями норм пожарной безопасности на специально оборудованных постах, обеспеченных местными отсосами.

Хранить необработанные баллоны со снятыми запорными устройствами либо оставлять их в помещении после окончания смены запрещается.

194. Разгерметизация резервуаров и баллонов без предварительного снижения в них давления до атмосферного, а также применение для дегазации воздуха не разрешаются.

195. Качество дегазации должно проверяться анализом проб воздуха, отобранного в нижней части сосуда. Концентрация сжиженных газов в пробе после дегазации не должна превышать 20% нижнего предела воспламеняемости газа.

Результаты дегазации баллонов отражаются в журнале учета дегазированных баллонов по форме согласно приложению 21.

196. При работах внутри резервуаров должны соблюдаться меры безопасности, предусмотренные инструкцией по охране труда, разработанной эксплуатирующей организацией.

197. Резервуары должны включаться в работу после освидетельствования или ремонта на основании письменного разрешения руководителя ГНС, ГНП, АГЗС в соответствии с Правилами по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

198. Отложения, извлеченные из резервуаров, должны поддерживаться во влажном состоянии и немедленно вывозиться с территории станции для захоронения в специально отведенном месте.

Участки газопроводов с пирофорными отложениями должны в день их вскрытия демонтироваться и складироваться в безопасной зоне.

199. Вода после промывки и испытаний резервуаров и баллонов должна отводиться в канализацию только через отстойники, исключающие попадание СУГ в канализацию. Отстойник должен периодически очищаться и промываться чистой водой. Загрязнения из отстойников должны вывозиться в места, специально отведенные санитарно-эпидемиологической службой.

200. Меры по очистке стоков и удалению взрывопожароопасных продуктов должны исключать образование в системе канализации взрывоопасной концентрации СУГ.

201. Ремонтные работы с применением открытого огня, искрообразования (огневые работы) допускаются в исключительных случаях при условии выполнения работающими требований технических нормативных правовых актов в области пожарной безопасности.

202. Въезд автомашин на АГЗС, в производственную зону ГНС и ГНП во время выполнения огневых работ не разрешается.

203. В течение всего времени производства огневых работ в помещениях производственной зоны должна работать механическая вентиляция.

204. Во время производства огневых работ основная производственная деятельность (слив и налив) должна быть приостановлена.

Системы вентиляции производственной зоны должны быть включены.

Перед началом и во время огневых работ на станции должен производиться анализ воздушной среды на содержание паров СУГ на расстоянии не менее 20 м от места проведения работ.

При наличии в воздухе паров СУГ независимо от концентрации огневые работы должны быть прекращены.

205. Территории, производственные помещения станций и пунктов должны обеспечиваться первичными средствами пожаротушения.

206. Для ГНС, ГНП и АГЗС следует предусматривать внешнюю телефонную связь и диспетчерское оповещение. У каждого телефонного аппарата должны быть вывешены таблички с номерами телефонов аварийных служб.

207. Персонал станций (пунктов) должен быть предупрежден под подпись о запрещении курения, а на территории вывешены предупредительные надписи о запрещении применения открытого огня.

208. Чистый и использованный обтирочный материал должен храниться отдельно в металлических ящиках с плотно закрывающимися крышками. Оставлять обтирочный материал на оборудовании, лестницах и площадках запрещается.

209. Территория ГНС, ГНП и АГЗС должна быть очищена от посторонних предметов, горючих материалов и различного мусора. Проезды и проходы должны быть свободными.

На территории запрещается складирование и хранение материалов, не предназначенных для производственных процессов.

210. На территории резервуарного парка и во взрывопожароопасных помещениях не допускается пребывание лиц, не имеющих отношения к производству.

211. Площадки заправки автотранспорта СУГ на территории многотопливных автозаправочных станций должны иметь отдельные въезд и выезд, перед площадками должно быть предусмотрено ограничение по въезду автотранспорта.

Въезд на территорию и заправка автомобилей, в которых находятся пассажиры, запрещаются.

212. На территории ГНС, ГНП и АГЗС запрещается выполнять работы, не связанные с основной деятельностью.

213. Порядок отпуска СУГ потребителям, в том числе заправка газобаллонных автомобилей, должен устанавливаться производственной инструкцией, разработанной с учетом требований настоящих Правил и действующих нормативных правовых актов.

214. Автомобильный транспорт для перевозки СУГ, порядок проведения погрузочно-разгрузочных работ на территории ГНС, ГНП и АГЗС должны соответствовать требованиям Правил по обеспечению безопасности перевозки опасных грузов автомобильным транспортом в Республике Беларусь, утвержденных постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 8 декабря 2010 г. N 61.

215. При въезде автомашин, перевозящих опасные грузы, в производственную зону ГНС, на территорию ГНП, АГЗС на выхлопную трубу должен устанавливаться искрогаситель.

ГЛАВА 13
РЕЗЕРВУАРНЫЕ, ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ И ГРУППОВЫЕ БАЛЛОННЫЕ УСТАНОВКИ

216. Давление СУГ после регуляторов резервуарных и групповых баллонных установок устанавливается эксплуатирующей организацией с учетом требований проекта и результатов пусконаладочных работ.

Максимальное рабочее давление паров СУГ, используемых для бытовых целей, не должно превышать 0,004 МПа.

ПЗК и ПСК установок должны настраиваться на давление, не превышающее соответственно 1,25 и 1,15 максимального рабочего.

217. Порядок эксплуатации резервуарных, испарительных и групповых баллонных установок должен соответствовать требованиям настоящих Правил, Правил по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением, технических нормативных правовых актов, разработанных с учетом рекомендаций организаций-изготовителей. При этом должны быть предусмотрены:
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

соблюдение требований главы 12 настоящих Правил в части эксплуатации резервуаров и испарителей, на которые распространяются Правила по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

проведение внешних осмотров технического состояния оборудования резервуарных установок одновременно с обходом газопроводов;

проверка исправности и параметров настройки регуляторов давления и предохранительных клапанов в сроки не реже 1 раза в 3 месяца;

текущий ремонт установок с разборкой регулирующей, предохранительной и запорной арматуры не реже 1 раза в 12 месяцев.

Сведения о выполненных работах должны заноситься в эксплуатационную документацию.

Предохранительные клапаны подземных резервуаров должны подвергаться настройке не реже 1 раза в 12 месяцев.

218. Обслуживание баллонных установок, размещенных в специальном строении или пристройке к зданию, и замена баллонов в них должны производиться не менее чем двумя рабочими.

219. Работа установок с неисправностями не допускается.

220. При использовании СУГ с пониженным содержанием пропана резервуарные установки рекомендуется оснащать испарителями, необходимость устройства испарителей определяется проектом.

221. Теплоноситель в емкостные испарители должен подаваться только после заполнения их сжиженными газами.

222. Перед сливом СУГ в резервуары оборудование установок, автоцистерн и рукава должны быть осмотрены.

Слив СУГ запрещается при выявлении неисправностей, истечении срока очередного освидетельствования резервуаров, гидравлических испытаний сливных рукавов, отсутствии остаточного давления и первичных средств пожаротушения.

223. Автоцистерны СУГ и резервуары в период слива-налива должны соединяться рукавами по жидкой и паровой фазам, если иное не предусмотрено конструкцией автоцистерны. Автоцистерны и рукава перед сливом должны заземляться. Отсоединять автоцистерны от заземляющего устройства разрешается только после окончания слива и установки заглушек на штуцеры вентилей.

В летний период, когда давление газа в автоцистерне значительно выше, чем в резервуарах, сжиженный газ допускается сливать в резервуары только через соединительный рукав жидкой фазы.

224. При наполнении резервуаров удалять избыток газа стравливанием СУГ в атмосферу запрещается. Присутствие посторонних лиц и пользование открытым огнем в местах производства сливоналивных операций не допускаются.

225. Слив избытков СУГ, неиспарившихся остатков из резервуаров должен производиться в автоцистерны сжиженных газов.

226. После наполнения резервуаров или замены баллонов должна быть проверена герметичность соединений. Обнаруженные утечки СУГ должны немедленно устраняться.

227. Групповые резервуарные установки сжиженных газов должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения.

228. Шкафы и помещения групповых баллонных установок, ограждения площадок резервуарных и испарительных установок должны обеспечиваться предупредительными надписями: "Газ. Огнеопасно".

229. Вне зданий баллоны должны размещаться в запирающихся шкафах или под запирающимися кожухами, закрывающими верхнюю часть баллонов и редукторы. Шкафы и кожухи должны изготавливаться из несгораемых материалов и иметь в верхней и нижней частях жалюзи для проветривания. Баллоны у стен должны устанавливаться на расстоянии не менее 0,5 м от дверей и окон первого этажа и 3 м от окон и дверей цокольных и подвальных этажей, а также колодцев и выгребных ям.

Шкафы для баллонов и баллоны под кожухами должны быть установлены на несгораемые основания, исключающие просадку, высотой не менее 0,1 м и прикреплены к основаниям или стенам зданий.

ГЛАВА 14
ВНУТРЕННИЕ ГАЗОПРОВОДЫ И ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩИЕ УСТАНОВКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ, СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ И ОРГАНИЗАЦИЙ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НАСЕЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ХАРАКТЕРА

230. Помещения, в которых проложены газопроводы и установлены газоиспользующие установки и арматура, должны быть доступны для технического обслуживания и ремонта. Занимать их под склады, мастерские и тому подобное запрещается.

231. В помещениях котельных с постоянным присутствием персонала следует предусматривать систему контроля концентрации окиси углерода с автоматическим отключением подачи газа.

Датчики приборов контроля концентрации окиси углерода устанавливаются на расстоянии 150 - 180 см над уровнем пола или рабочей площадки там, где пребывание оператора вероятно и продолжительно во время рабочей смены, а также на расстоянии 100 - 130 см над уровнем пола или рабочей площадки в зоне дыхания за рабочим столом у фронта котла.

Кроме этого, на каждые 200 кв.м помещения котельного зала следует устанавливать 1 датчик к прибору контроля, но не менее 1 датчика на каждое помещение, на расстоянии не ближе 2 м от мест подачи приточного воздуха и открытых форточек. При установке датчиков следует учитывать требования инструкции изготовителя по монтажу, которой должно быть максимально исключено отрицательное влияние на точность измерения концентрации окиси углерода от движущихся потоков воздуха, относительной влажности в помещении котельной, тепловых облучений, пыли (в запыленных помещениях).

232. Запрещается нагружать газопроводы и использовать их в качестве опорных конструкций и заземлений.

233. Газоснабжение крышных котельных должно осуществляться, как правило, от сетей среднего или высокого давления (до 0,6 МПа).

234. Снижение давления газа в крышных котельных следует производить в ШРП или ГРУ.

ШРП и ГРУ допускается размещать на кровле здания или на наружной стене крышной котельной.

235. Проектирование объектов газопотребления с ГТУ и газопоршневыми агрегатами (далее - ГПА) осуществляется в соответствии с требованиями настоящих Правил и строительных норм проектирования, применяемых к газоиспользующим установкам, а также документов организации - изготовителя ГТУ, ГПА, регламентирующих порядок его монтажа, наладки и эксплуатации.
(в ред. постановления МЧС от 10.03.2015 N 3)

236. Газоиспользующие установки должны оснащаться автоматическими горелками.

Для газоиспользующих установок мощностью свыше 100 кВт горелочные устройства (горелки) должны быть оснащены автоматическим устройством контроля герметичности запорной арматуры.

Работа газоиспользующих установок, не оснащенных приборами контроля и управления процессом сжигания газа и аварийной защиты, запрещается.

237. Врезка газопровода к ЗЗУ горелок для газоиспользующих установок должна быть выполнена до последнего по ходу газа предохранительного запорного клапана.
(в ред. постановления МЧС от 10.03.2015 N 3)

На котлах, конструкцией которых предусмотрены растопочные горелки, защитно-запальные устройства, обеспечивающие наличие и контроль запального факела у горелки в режиме розжига и селективный контроль факела основной горелки во всех режимах работы котла, включая режим розжига, допускается устанавливать только на растопочных горелках.

На газоиспользующих установках, оборудованных группой растопочных горелок с контролируемым

факелом, обеспечивающим розжиг остальных горелок (группы), допускается первый по ходу газа ПЗК устанавливать общим.

238. Газоиспользующие установки должны оснащаться системой технологических защит, прекращающих подачу газа в случаях:

погасания факела горелки;

отклонения давления газа перед горелкой за пределы области устойчивой работы;

недостатка воздуха для горения;

уменьшения разрежения в топке (кроме топок, работающих под наддувом);

прекращения подачи электроэнергии или исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления и средствах измерения.

239. Каждая газоиспользующая установка должна быть оснащена блокировкой, исключающей подачу газа в топку при отсутствии факела на запальном устройстве.

Автоматика безопасности при ее отключении или неисправности должна блокировать возможность подачи газа на газоиспользующую установку в ручном режиме.

Автоматика безопасности и регулирования должна обеспечивать нормативный процесс эксплуатации газоиспользующего оборудования в автоматическом режиме, исключая возможность вмешательства в этот процесс обслуживающего персонала.

240. Если при розжиге горелки или в процессе регулирования произошел отрыв, проскок или погасание пламени, подача газа на горелку и запальное устройство должна быть немедленно прекращена.

К повторному розжигу разрешается приступить после устранения причины неполадок, вентиляции топки и газоходов в течение времени, указанного в технологической инструкции, а также проверки герметичности запорной арматуры горелки.

Продувать газопроводы котла через трубопроводы безопасности и газогорелочные устройства котла запрещается.

241. Не разрешается оставлять работающую газоиспользующую установку без постоянного наблюдения со стороны обслуживающего персонала.

При приеме и передаче смены в сменном журнале отражаются сведения о работе газоиспользующей установки, в том числе о параметрах работы технических устройств, результатах их осмотра и проверки, выявленных неисправностях оборудования, состояния газорегуляторной установки (при наличии), систем автоматики безопасности, регулирования и сигнализации. Также в сменный журнал записываются распоряжения руководства котельной (цеха), касающиеся обслуживания оборудования, розжига и остановки газоиспользующих установок. Записи в журнале ежедневно проверяет лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию газоиспользующего оборудования, о чем он делает соответствующую запись в журнале.

242. Допускается эксплуатация установок без постоянного наблюдения за их работой со стороны персонала при оборудовании установок системой автоматизации, обеспечивающей безаварийную работу газового оборудования и противоаварийную защиту в случае возникновения неполадок и неисправностей.

Сигналы о загазованности помещения и неисправности оборудования, состоянии охранной сигнализации помещения, где оно размещено, должны выводиться на диспетчерский пункт или в помещение с постоянным присутствием работающих, способных направить персонал для принятия мер или передать информацию в организацию, с которой заключен договор на техническое обслуживание.

243. Отопительные системы с горелками инфракрасного излучения (далее - ГИИ), предназначенные

для отопления помещений, должны быть оборудованы автоматикой безопасности, обеспечивающей прекращение подачи газа в случае погасания пламени горелки.

При установке ГИИ на высоте более 2,2 м должна быть предусмотрена автоматика дистанционного розжига.

244. Излучающая поверхность ГИИ в рабочем положении должна исключать возможность попадания продуктов сгорания в инжекционный смеситель.

245. При использовании установок с ГИИ на открытом воздухе должна быть предусмотрена защита горелок от задувания ветром и от воздействия атмосферных осадков.

246. Внутренние газопроводы и газовое оборудование установок должны подвергаться техническому обслуживанию не реже 1 раза в месяц, текущему ремонту - не реже 1 раза в 12 месяцев, а установки, оборудованные системой автоматизации, обеспечивающей безаварийную работу газового оборудования и противоаварийную защиту, должны подвергаться техническому обслуживанию не реже 1 раза в 2 месяца, а текущему ремонту - 1 раз в 12 месяцев.

Текущий ремонт газового оборудования может не производиться ежегодно, если в эксплуатационных документах организации-изготовителя имеются соответствующие гарантии надежной работы на больший срок и даны разъяснения о режиме обслуживания по истечении гарантийного срока.

Проверка и прочистка газоходов должны проводиться при выполнении ремонта печей, котлов и другого оборудования, а также при нарушении тяги.

247. Установленные средства защиты должны немедленно прекратить подачу газа на установку при возникновении изменений в режиме работы оборудования по заданным параметрам. Кроме того, обслуживающим персоналом подача газа должна быть немедленно прекращена при:

появлении неплотностей в обмуровке, в местах установки предохранительно-взрывных клапанов и газоходах;

прекращении подачи электроэнергии или исчезновении напряжения на устройствах дистанционного, автоматического управления и средствах измерения;

неисправности КИП, средств автоматизации и сигнализации;

выходе из строя предохранительных блокировочных устройств;

неисправности горелок, в том числе огнепреградителей;

появлении загазованности, обнаружении утечек газа на газовом оборудовании и внутренних газопроводах;

взрыве в топочном пространстве, взрыве или загорании горючих отложений в газоходах;

пожаре.

248. Запорная арматура на газопроводах безопасности после отключения установки должна постоянно находиться в открытом положении. Объединение продувочных трубопроводов и трубопроводов безопасности не допускается.

249. При взрыве и пожаре в цехе или котельной должны немедленно перекрываться отключающие устройства на вводе газопровода.

250. Порядок включения газоиспользующей установки в работу (после ее остановки в соответствии с требованиями пункта 247 настоящих Правил) должен быть определен технологической инструкцией, при этом пуск газа должен осуществляться только после устранения неисправностей.

251. Перед ремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом топок или газоходов, а также при выводе из работы установок сезонного действия газовое оборудование и газопроводы к запальным горелкам установки должны отключаться от газопроводов с установкой заглушки после запорной арматуры.

252. Собственник и (или) уполномоченное им лицо до включения в работу установок сезонного действия, в том числе отопительных котлов, должен обеспечить:

проверку знаний инструкций обслуживающим персоналом в соответствии с требованиями настоящих Правил;

текущий ремонт газового оборудования и систем автоматизации;

проведение планово-предупредительного ремонта газифицированных установок и вспомогательного оборудования;

своевременную проверку дымовых и вентиляционных каналов с оформлением акта специализированной организации о проверке технического состояния дымовых и вентиляционных каналов, включающим в себя сведения о типе установленного газоиспользующего оборудования, о технических характеристиках каналов (количество, размеры, материал, наличие прочистных карманов), о методах и результатах проверки плотности, обособленности, проходимости каналов, наличия тяги, об отсутствии засоренности каналов и состоянии оголовков дымоходов, а также заключение о пригодности либо непригодности дымовых и вентиляционных каналов к эксплуатации с участием собственника и (или) уполномоченного им лица. Копии протоколов испытаний аккредитованной лаборатории прилагаются к актам;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

выполнение требований ТНПА по устройству и безопасной эксплуатации котлов.

Снятие заглушки и пуск газа разрешаются только при наличии документов, подтверждающих выполнение указанных работ.

253. Газоходы котлов, печей и других газоиспользующих установок, выведенных в ремонт, должны отключаться от общего борова с помощью глухих шиберов или перегородок.

254. Топки и газоходы котлов, печей и других газоиспользующих установок перед пуском в работу должны быть провентилированы.

Время вентиляции определяется расчетом и устанавливается инструкцией или (для автоматизированных горелок) программой запуска (розжига).

255. Каменки в парильном отделении бань должны отапливаться в часы, когда бани не обслуживают посетителей.

256. В случае нарушения требований настоящих Правил газоснабжение газоиспользующей установки прекращается до устранения нарушений.

Внутренние газопроводы, находящиеся в эксплуатации более 30 лет, должны подвергаться техническому диагностированию с целью определения остаточного ресурса с разработкой мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию на весь срок продления жизненного цикла или обоснования необходимости замены.
(часть вторая п. 256 введена постановлением МЧС от 30.05.2017 N 22)

При непригодности газового оборудования и внутренних газопроводов к эксплуатации собственниками зданий и (или) уполномоченными ими лицами проводится их замена на исправное.
(часть третья п. 256 введена постановлением МЧС от 30.05.2017 N 22)

ГЛАВА 15
ГАЗОПРОВОДЫ И ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИЙ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

НАСЕЛЕНИЯ НЕПРОИЗВОДСТВЕННОГО ХАРАКТЕРА, АДМИНИСТРАТИВНЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

257. Специализированные организации, занятые техническим обслуживанием объектов газораспределения и газопотребления, должны перед пуском газа обеспечить инструктаж нанимателей и собственников административных, общественных и бытовых зданий в газоснабжающей организации.

258. В помещениях, где установлено газовое оборудование, должны быть вывешены инструкции по безопасному пользованию газом и схемы газопроводов с указанием отключающих устройств.

259. Техническое обслуживание газового оборудования и газопроводов специализированными организациями должно производиться не реже 1 раза в 3 месяца.

260. Отключению от действующего газопровода с установкой заглушки подлежат газоиспользующие установки, которые эксплуатируются с утечками газа, имеют неисправные автоматику безопасности, дымоходы, вентиляционные каналы, разрушенные оголовки дымовых труб, а также самовольно подключенные.

261. Сезонно работающие газоиспользующие установки после окончания отопительного периода по заявкам собственников и (или) уполномоченных ими лиц должны отключаться с установкой заглушки и ее пломбированием газоснабжающими организациями.

262. Отключение от газопровода неисправного и сезонно работающего оборудования должно оформляться актом.

При переводе помещений из жилого фонда в нежилой запрещается подача газа потребителю газоснабжающими организациями, если объект газопотребления не отвечает обязательным для соблюдения требованиям ТНПА, а также отсутствует договор со специализированными организациями на техническое обслуживание и ремонт газопроводов и газового оборудования.
(часть вторая п. 262 введена постановлением МЧС от 30.05.2017 N 22)

263. До включения в работу газоиспользующих установок, в том числе сезонного действия, а также после ремонта дымовых и вентиляционных каналов собственники и (или) уполномоченные ими лица должны обеспечить проверку исправности вентиляционных и дымоотводящих систем. Результаты проверки оформляются актом специализированной организации о проверке технического состояния дымовых и вентиляционных каналов, включающим в себя сведения о типе установленного газоиспользующего оборудования, о технических характеристиках каналов (количество, размеры, материал, наличие прочистных карманов), о методах и результатах проверки плотности, обособленности, проходимости каналов, наличия тяги, об отсутствии засоренности каналов и состоянии оголовков дымоходов, а также заключение о пригодности либо непригодности дымовых и вентиляционных каналов к эксплуатации с участием собственника и (или) уполномоченного им лица. Копии протоколов испытаний аккредитованной лаборатории прилагаются к актам.
(п. 263 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

264. Собственники и (или) уполномоченные ими лица, организации, оказывающие услуги по техническому обслуживанию инженерного оборудования зданий, должны:

264.1. оказывать газоснабжающим организациям всестороннюю помощь при проведении ими технического обслуживания объектов газопотребления, а также пропаганды правил безопасного пользования газом среди населения;

264.2 обеспечивать оснащение помещений, в которых установлено газоиспользующее оборудование, системой контроля загазованности с автоматическим отключением подачи газа при загазованности более 10% от нижнего концентрационного предела воспламеняемости и системой контроля концентрации окиси углерода с автоматическим отключением подачи газа на вводе газопровода в здание;
(пп. 264.2 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

264.3. содержать в надлежащем состоянии газопроводы, подвалы, технические коридоры и подполья,

обеспечивать постоянное функционирование электроосвещения и вентиляции; следить за уплотнением вводов подземных коммуникаций в подвалы зданий, а также мест пересечения газопроводами строительных элементов зданий; производить окраску газопроводов;

264.4. обеспечивать в любое время суток беспрепятственный доступ работников газоснабжающих организаций во все подвалы, технические коридоры и подполья, а также помещения первых этажей для проверки их на загазованность. При возникновении аварийной ситуации обеспечивать беспрепятственный доступ в любое время суток при необходимости в жилые и нежилые помещения здания;

264.5. своевременно обеспечивать проверку состояния дымоходов и вентиляционных каналов, оголовков дымоходов специализированными организациями и контролировать объем выполненных работ;
(пп. 264.5 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

264.6. немедленно сообщать газоснабжающей организации о необходимости отключения газоиспользующих установок при выявлении неисправности дымоходов и самовольно установленного газового оборудования;

264.7. при смене собственников зданий обеспечить отключение газоиспользующих установок от газораспределительной системы под контролем газоснабжающей организации.

265. При ремонте газоиспользующих установок, связанном с разборкой, а также при капитальном ремонте помещений и зданий газопроводы и газовое оборудование должны отключаться с установкой заглушки.

266. Внутренние газопроводы, находящиеся в эксплуатации более 30 лет, должны подвергаться техническому диагностированию с целью определения остаточного ресурса с разработкой мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию на весь срок продления жизненного цикла или обоснования необходимости замены.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

При непригодности газового оборудования и внутренних газопроводов к эксплуатации собственникам зданий и (или) уполномоченным ими лицам выдается акт-предписание, оборудование отключается и пломбируется на срок до замены на исправное.

ГЛАВА 16
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГАЗОПЛАМЕННОЙ ОБРАБОТКИ МЕТАЛЛОВ

267. Настоящая глава устанавливает специальные требования к работам по газовой резке, сварке и другим видам работ на стационарных установках для газопламенной обработки металлов.

Работы по газовой резке, сварке и другим видам газопламенной обработки металлов допускаются на расстоянии (по горизонтали) не менее:

3 м - от газопроводов и от газоразборных постов при ручных работах;

1,5 м - при механических работах.

268. Переносные горелки и передвижные агрегаты разрешается присоединять к газопроводам (в том числе сжиженного газа) при помощи резинотканевых рукавов.

Длина рукава не должна превышать 30 м. Он должен состоять не более чем из трех отдельных кусков, соединенных между собой специальными двусторонними ниппелями. Концы рукавов должны надежно закрепляться на газопроводе и на горелке хомутами, обеспечивающими надежность их присоединения и герметичность. Отключающий кран, помимо крана, имеющегося на горелке или передвижном агрегате, должен быть расположен до рукава.

Применение резинотканевых рукавов, имеющих трещины, потертости, надрезы, вздутия, не допускается.

Применяемые резинотканевые рукава должны обеспечивать стойкость к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре.

269. Подходы ко всем газоразборным постам должны быть свободными.

270. Производить ремонт горелок, резаков и другой аппаратуры в местах проведения работ по газовой сварке, газовой резке и другим видам газопламенной обработки металлов запрещается.

271. При работе горелки (резака) пламя должно быть направлено в сторону, противоположную источнику газоснабжения. При невозможности выполнить указанное требование источник газоснабжения должен быть огражден металлическими щитами или ширмами из несгораемых материалов.

272. Запрещается продувать рукав для горючих газов кислородом и кислородный рукав - горючим газом, а также взаимозаменять рукава при работе.

273. При автоматизации процессов газопламенной обработки металлов должно быть предусмотрено дистанционное управление.

ГЛАВА 17
УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И СООРУЖЕНИЙ ОТ КОРРОЗИИ

274. Эксплуатация средств электрохимической защиты и периодический контроль потенциалов на подземных газопроводах и сооружениях должны проводиться специализированными организациями, службами, лабораториями, аттестованными в области электротехнических измерений в установленном порядке.

Организация, эксплуатирующая установки электрохимической защиты, должна проводить их техническое обслуживание и ремонт, иметь схемы мест расположения защитных установок, опорных (контрольно-измерительных пунктов) и других точек измерения потенциалов газопровода, данные о коррозионной агрессивности грунтов и источниках блуждающих токов, наличии переменной составляющей, а также проводить ежегодный анализ коррозионного состояния газопроводов и эффективности работы электрозащитных установок.

275. При наличии опасного влияния блуждающих токов в грунтах низкой и средней коррозионной агрессивности катодная поляризация должна обеспечивать отсутствие на газопроводах анодных и знакопеременных зон.

276. При эксплуатации электрозащитных установок должно проводиться их техническое обслуживание, которое включает периодический осмотр установок и проверку эффективности их работы.

277. Сроки технического обслуживания и ремонта электрозащитных установок регламентируются организациями-изготовителями. При этом технический осмотр электрозащитных установок, не оборудованных средствами телеметрического контроля, должен проводиться:

не реже 4 раз в месяц - на дренажных;

2 раза в месяц - на катодных, расположенных в городах и городских поселках;

не реже 1 раза в месяц - на катодных, расположенных на межпоселковых газопроводах и в населенных пунктах сельской местности;

не реже 1 раза в 6 месяцев - на протекторных установках.

При наличии средств телеметрического контроля сроки проведения технических осмотров устанавливаются техническим руководителем эксплуатирующей (газоснабжающей) организации с учетом данных о надежности устройств телеметрического контроля.

278. Проверка эффективности средств ЭХЗ газопровода должна проводиться путем измерения

поляризационного потенциала или разности потенциалов между трубой и землей не реже чем 1 раз в 6 месяцев (с интервалом не менее 4 месяцев), а также после каждого изменения рабочих параметров электрозащитных установок или коррозионных условий.

279. Проверка эффективности средств ЭХЗ проводится на защищаемом газопроводе в опорных точках (в точке подключения электрозащитной установки и на границах создаваемой ею защитной зоны).

Результаты измерений, а также причины изменения параметров работы электрозащитной установки по отношению к установленным должны заноситься в эксплуатационный паспорт электрозащитной установки (катодная станция, дренаж) по форме согласно приложению 11 и эксплуатационный паспорт установки протекторной защиты по форме согласно приложению 12.

Для подключения к газопроводу могут быть использованы специальные контрольно-измерительные пункты, вводы в здание и другие элементы газопровода, доступные для выполнения измерений.

280. Суммарная продолжительность перерывов в работе установок ЭХЗ не должна превышать 14 суток в течение года.

В случаях, когда в зоне действия вышедшей из строя установки защитный потенциал газопровода обеспечивается соседними установками (перекрывание зон защиты), сроки устранения неисправности определяются техническим руководителем эксплуатирующей (средства защиты) организации.

281. Если при техническом осмотре установлено, что катодная установка не работает, а телеметрический контроль за ее работой не осуществлялся, следует принимать, что перерыв в ее работе составил 14 суток (от одного технического осмотра до другого).

282. Исправность электроизолирующих соединений должна проверяться при приемке газопровода в эксплуатацию и при каждом непроизвольном изменении (ухудшении) параметров работы электрозащитной установки.

283. Измерения потенциалов для определения опасного влияния блуждающих токов на участках газопровода, ранее не требовавших защиты, следует проводить не реже 1 раза в 2 года, а также при каждом изменении коррозионных условий, с интервалом между точками измерения не более 200 м в поселениях и не более 500 м на межпоселковых газопроводах.

284. Собственник газопровода или газоснабжающая организация должны своевременно принимать меры по ремонту защитных покрытий подземных стальных газопроводов.

285. Обследование состояния изоляционного покрытия (переходное электрическое сопротивление, адгезия) и поверхности металла трубы под покрытием должно проводиться во всех шурфах, отрываемых в процессе эксплуатации газопровода при его ремонте, реконструкции и ликвидации коррозионных повреждений или повреждений изоляции.

286. Изоляция сварных стыковых соединений газопроводов, мест врезок (присоединений), ремонт поврежденных участков покрытий и контроль качества выполненных работ должны осуществляться по технологическим инструкциям для каждого вида покрытий.

287. Сварные стыки труб и места повреждений защитного покрытия должны изолироваться теми же материалами, что и газопроводы, а также битумными мастиками с армирующими слоями, термоусаживающимися на основе полиэтилена муфтами, комбинированными мастично-ленточными материалами и другими покрытиями, разрешенными к применению в установленном порядке.

Запрещается применять липкие ленты для изоляции стыков на газопроводах с битумными покрытиями.

288. При изоляции стыков труб с разными защитными покрытиями следует применять рулонные материалы, сочетающиеся с покрытием линейной части газопроводов в соответствии с нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

289. Надземные газопроводы должны быть окрашены в желтый цвет двумя слоями краски, лака или эмали, предназначенных для наружных работ, при расчетной температуре наружного воздуха в районе строительства.

Наружные газопроводы, проложенные по фасадам жилых, общественных и административных зданий, могут окрашиваться под цвет ограждающих конструкций здания.

290. Владельцем газопровода должны устанавливаться причины возникновения коррозионно-опасных зон.

291. Каждый случай сквозного коррозионного повреждения газопроводов подлежит расследованию в установленном порядке комиссией, в состав которой должен входить представитель специализированной организации по защите газопроводов от коррозии, а также представитель Госпромнадзора (по согласованию). О дате и месте работы комиссии собственник газопровода обязан заблаговременно известить Госпромнадзор.

292. При выявлении коррозионно-опасных зон собственником газопроводов и (или) уполномоченным им лицом должны приниматься меры по их ликвидации. Сроки выполнения работ определяются исходя из условий эксплуатации организацией, выполняющей работы по защите газопроводов. Если работы по ликвидации зон коррозионной опасности не будут выполнены в установленные сроки, газопроводы должны быть отключены от действующей газовой сети.

До устранения анодных и знакопеременных зон владельцем должны быть также разработаны и осуществлены мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию газопроводов.

ГЛАВА 18
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

293. Электрооборудование должно эксплуатироваться в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов, настоящих Правил и инструкций организаций-изготовителей. Электрооборудование внутренней и наружной установки, предназначенное для потенциально взрывоопасных сред, должно быть во взрывозащищенном исполнении и соответствовать категории взрывоопасной смеси, для которой оно предназначено согласно требованиям государственных стандартов.

294. Взрывозащищенное электрооборудование должно периодически осматриваться, испытываться, подвергаться техническому обслуживанию и ремонту в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером или лицом, ответственным за электрохозяйство организации.

295. Осмотр электрооборудования и сетей должен производиться:

в начале каждой рабочей смены - электротехническим персоналом;

не реже 1 раза в 3 месяца - ответственным за электрохозяйство организации или назначенным им работником.

Обнаруженные при эксплуатации неисправности взрывозащищенного оборудования должны немедленно устраняться.

296. Испытания взрывозащищенного электрооборудования проводятся в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов, не ниже величин, установленных эксплуатационной документацией организаций-изготовителей.

297. Приборы, с помощью которых производятся электрические испытания во взрывоопасных зонах, должны быть взрывозащищенными. Уровень и вид взрывозащиты должны соответствовать категории взрывоопасной среды.

Допускается проводить испытания с помощью приборов, выполненных в нормальном исполнении, при условии принятия мер, обеспечивающих безаварийность и безопасность данных работ с выдачей

наряда-допуска на газоопасные работы.

298. Проверка максимальной токовой защиты пускателей и автоматических выключателей должна проводиться не реже одного раза в 6 месяцев.

299. При испытании электропроводки и разделительных уплотнений, установленных в стальных трубах, сроки, объем и нормы испытательного давления должны соответствовать требованиям технических нормативных правовых актов.

300. Техническое обслуживание взрывозащищенного оборудования должно проводиться в сроки, установленные организацией-изготовителем, но не реже одного раза в 3 месяца. Сведения о проделанной работе должны заноситься в эксплуатационную документацию.

301. Не допускается соединительный контакт скручиванием жил кабеля (провода), уплотнение соединения изоляционной лентой, сырой резиной, обрезками оболочки гибких резиновых трубок.

302. Проверка взрывонепроницаемой оболочки должна производиться в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов.

303. Порядок организации ремонта взрывозащищенного электрооборудования, объем и периодичность выполняемых при этом работ должны соответствовать требованиям технических нормативных правовых актов.

304. Исправность защиты от статического электричества и вторичных проявлений молнии, в том числе контактов, соединительных проводов, перемычек шин, должна проверяться не реже 1 раза в 12 месяцев.

ГЛАВА 19
КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ И СИГНАЛИЗАЦИИ

305. Собственник газопроводов и (или) уполномоченное им лицо должны обеспечить постоянный технический надзор, обслуживание, текущий и капитальный ремонт приборов и средств контроля, автоматизации и сигнализации, установленных на газопроводах и агрегатах, а также переносных приборов, используемых при проведении работ на газопроводах и оборудовании.

306. Проверка герметичности импульсных трубопроводов газа и запорной арматуры проводится при осмотрах и техническом обслуживании газового оборудования.

307. Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту средств измерений, систем автоматизации и сигнализации устанавливаются в соответствии с требованиями эксплуатационной документации и технических нормативных правовых актов.

308. Исправность и правильность показаний КИП путем кратковременного отключения и возвращения показаний прибора к контрольному значению должны проверяться:

не реже 1 раза в смену на ГНС, ГНП, АГЗС, в котельных, на внутренних газопроводах промышленных, сельскохозяйственных и других организаций;

не реже 1 раза в 15 дней в ГРП (ГРУ);

не реже 1 раза в 3 месяца в телемеханизированных ГРП, ШРП;

не реже 1 раза в месяц в ШРП, на резервуарных и групповых баллонных установках СУГ, в автоматизированных котельных;

при проведении метрологического надзора.

309. Все применяемые средства измерений подлежат метрологической поверке в соответствии с законодательством Республики Беларусь об обеспечении единства измерений с межповерочным

интервалом, установленным для соответствующих типов средств измерений при их внесении в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь.

Поверка средств измерений осуществляется лабораториями, аккредитованными Государственным комитетом по стандартизации Республики Беларусь в установленном порядке.

310. Не допускаются к применению средства измерения, у которых отсутствует пломба или клеймо, просрочен срок поверки, имеются повреждения, стрелка при отключении не возвращается к нулевому делению (или уходит за нулевое деление) шкалы на величину, превышающую предел допускаемой основной абсолютной погрешности для данного прибора.

311. На циферблате или корпусе показывающих манометров (напоромеров) должно быть краской (металлической пластиной, закрепленной на корпусе) обозначено значение шкалы, соответствующее максимальному рабочему давлению. Нанесение такого обозначения краской на стекле манометра не допускается.

312. Значение параметров срабатывания автоматики безопасности и средств сигнализации должны соответствовать параметрам, указанным в техническом отчете наладочной организации. При этом сигнализаторы, контролирующие состояние воздушной среды, должны сработать при возникновении в помещении опасной концентрации газа, не превышающей 20% объемной доли газа от нижнего предела его воспламеняемости.

313. Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должна проводиться не реже 1 раза в месяц, а также после окончания ремонта оборудования, если другие сроки не предусмотрены эксплуатационной документацией организаций-изготовителей.

Результаты проверки исправности приборов защиты, блокировки и сигнализации фиксируются в журнале, в который целесообразно включать следующие минимальные сведения:

дата проведения проверки;

фамилия, инициалы, подпись и должность лица, проводившего проверку;

наименование параметра;

значение параметра, установленное в режимной карте настройки параметров;

фактическое значение параметра, полученное при проведении проверки;

отметка ответственного лица об ознакомлении с результатами проверки.

В зависимости от объемов и периодичности проведения проверок, указанных в технологической инструкции по проверке исправности автоматических защит и сигнализации, журнал может содержать дополнительные сведения.

В случае выявления неисправностей в работе автоматических защит и сигнализации газоиспользующих установок при проведении проверки в журнал вносятся сведения о мерах, принятых для их устранения, и результаты повторной проверки срабатывания устройств после устранения выявленных неисправностей.

314. Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок, сигнализации, входящих в систему телемеханики ГРП, ШРП и станций защиты газопроводов от электрохимической коррозии, должна проводиться в соответствии с графиками и технологическими инструкциями, утвержденными главным инженером газоснабжающей организации (эксплуатирующей организации) при техническом обслуживании оборудования телемеханики, но не реже сроков, установленных организацией-изготовителем, с регистрацией в журнале технического обслуживания телемеханики ГРП, ШРП по форме согласно приложению 22.

315. Технологическая инструкция по проверке исправности автоматических защит и сигнализации,

утверждаемая техническим руководителем эксплуатирующей организации, разрабатывается с учетом конструктивных особенностей и конкретных типов устройств, входящих в состав систем автоматических защит и сигнализации, конкретных условий эксплуатации оборудования, требований эксплуатационной документации организаций - изготовителей оборудования и отчетов наладочных организаций.

316. Проверка сигнализатора загазованности на соответствие установленным параметрам должна выполняться с использованием контрольной газовоздушной смеси с объемной долей газа, не превышающей 20% от нижнего предела его воспламеняемости. Проверка работы сигнализатора путем преднамеренного загазования помещения категорически запрещается.

317. Эксплуатация газового оборудования с отключенными КИП, а также предусмотренными проектом блокировками и сигнализацией запрещается.

318. Приборы, снятые в ремонт или на проверку, должны немедленно заменяться на идентичные, в том числе по условиям эксплуатации.

319. Допускается в технически обоснованных случаях по письменному разрешению руководителя организации кратковременная работа отдельных газоиспользующих установок и агрегатов с отключением защиты при условии принятия мер, обеспечивающих их безаварийную и безопасную работу.

320. До замены сигнализатора загазованности непрерывного действия контролировать концентрацию газа в воздухе производственных помещений необходимо переносными приборами за 15 минут до начала смены и каждые 30 минут в течение рабочей смены.

321. Техническое обслуживание и ремонт устройств защиты, блокировок и сигнализации, а также технических средств телемеханизации и автоматизированных систем управления технологическими процессами должны осуществляться специализированными службами газоснабжающей организации (организации-владельца), эксплуатирующих данные устройства, или по договору специализированной организацией, имеющей лицензию на право осуществления деятельности в области промышленной безопасности.

322. Работы по регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийных защит и сигнализации в условиях загазованности запрещаются.

ГЛАВА 20
ТРЕБОВАНИЯ К ГАЗОВОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

323. Конструкция газового оборудования (технических устройств) должна обеспечивать надежность, долговечность и безопасность эксплуатации в течение расчетного ресурса и срока службы в соответствии с техническими нормативными правовыми актами, а также возможность его ремонта и замены отдельных узлов (блоков).

324. Применяемое газовое оборудование (технические устройства), в том числе иностранного производства, должно соответствовать требованиям безопасности технических регламентов Таможенного союза и (или) Евразийского экономического союза, иметь документы оценки соответствия (сертификат, декларацию), быть промаркировано единым знаком обращения. Газовое оборудование (технические устройства), не попадающее под действие технических регламентов Таможенного союза и (или) Евразийского экономического союза, должно иметь разрешение Госпромнадзора, выданное в соответствии с подпунктами 20.1.1 и 20.1.4 пункта 20.1 единого перечня административных процедур.
(в ред. постановлений МЧС от 10.03.2015 N 3, от 30.05.2017 N 22)

325. Герметичность затворов арматуры, применяемой на объектах газораспределительной системы и газопотребления, должна обеспечивать отсутствие видимых утечек в течение времени испытания и соответствовать классу А согласно государственным стандартам. Арматура должна быть предназначена для газовой среды.

326. Паспорта оборудования, в том числе иностранного производства, инструкции по его монтажу и эксплуатации должны соответствовать требованиям государственных стандартов и заверяться.

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

Иностранные производители должны обеспечить сервисное обслуживание поставляемого оборудования, в том числе организацию подготовки персонала из числа специалистов Республики Беларусь

327. Арматура, в том числе запорная арматура диаметром 50 мм и выше, должна поставляться с паспортом установленной формы, где указываются изготовитель, его юридический адрес, номер изделия и дата изготовления, назначение, сведения о герметичности, ресурсе, сроке службы.

На запорную арматуру диаметром до 50 мм допускается оформление паспорта на партию в количестве не более 50 единиц.

Арматура должна иметь маркировку на корпусе, в которой обязательно указывается:

наименование или товарный знак организации-изготовителя;

условный проход;

условное или рабочее давление и температура среды;

направление потока среды.

328. По достижении назначенного ресурса (назначенного срока службы) эксплуатации или количества циклов нагружения, указанных в эксплуатационной документации, но не более 20 лет, газовое оборудование (технические устройства) подлежит замене или техническому диагностированию с целью определения остаточного ресурса с разработкой мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию его на весь срок продления жизненного цикла. Дальнейшая эксплуатация технических устройств без проведения работ по продлению назначенного ресурса (назначенного срока службы) безопасной эксплуатации не допускается.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

329. Работы по техническому диагностированию газового оборудования (ПОО, технических устройств) должны производиться специализированными организациями по диагностированию в соответствии с индивидуальной программой технического диагностирования, утвержденной руководителем специализированной организации и согласованной владельцем оборудования.
(п. 329 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

ГЛАВА 21
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ, СООРУЖЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ В ОСОБЫХ ПРИРОДНЫХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

330. Проектирование, возведение (монтаж) и эксплуатация газопроводов на территориях с особыми условиями должны осуществляться с учетом наличия и значений их воздействия на газопровод, связанного с рельефом местности, геологическим строением грунта, гидрогеологическим режимом, подработкой территории строительства газопровода, климатическими и сейсмическими условиями, а также с другими воздействиями и возможностью их изменения во времени.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

331. Проектирование и возведение (монтаж), реконструкция объектов газораспределительной системы и газопотребления в пределах площадей залегания полезных ископаемых допускаются при наличии горно-геологического обоснования строительства с мерами охраны и защиты объектов в соответствии с действующим законодательством.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

332. Горно-геологическое обоснование строительства газопроводов дополнительно должно содержать:

максимальные ожидаемые величины сдвижений и деформаций земной поверхности от горных работ, планируемых на ближайшие 20 лет;

границы зон влияния горных работ;

ожидаемые величины сдвижений и деформаций от каждой из выработок, календарные планы ведения которых известны к началу проектирования, а также положения и длины полумульд сдвижения от каждой выработки.

333. Для газопроводов, на которые имеются календарные планы ведения горных работ, мероприятия по защите газопроводов от подработок следует предусматривать в проекте.

Для этого следует предусматривать равнопрочность сварных соединений металлу труб, установку компенсаторов, устройство малозащемляющих засыпок, увеличение толщины стенки трубы по сравнению с расчетной, применение труб, выполненных из высокопрочных сталей.

334. Наружные газопроводы городов, населенных пунктов и промплощадок, как правило, следует закольцовывать.

335. Применение стальных водогазопроводных труб, а также труб из кипящих сталей для подземных газопроводов не допускается.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

336. На пересечении подземных газопроводов с другими коммуникациями должны быть предусмотрены защитные меры, исключающие проникновение и движение газа вдоль коммуникаций.

При разбивке трассы межпоселковых и распределительных газопроводов на подрабатываемых территориях границы влияния горных разработок должны быть закреплены постоянными знаками, имеющими высотные отметки и привязку к пикетам трассы.

337. Соединение труб должно производиться электродуговыми методами сварки. Газовая сварка допускается только для газопроводов надземной прокладки давлением до 0,3 МПа диаметром не более 100 мм.

На подземных газопроводах сварные соединения должны подвергаться 100% контролю физическими методами. Непровары любой протяженности и глубины в сварных соединениях не допускаются.

338. Расстояние от ближайшего сварного стыка до фундамента здания должно быть не менее 2 м.

339. Газопровод должен укладываться на основание из малозащемляющего грунта толщиной не менее 200 мм и присыпаться этим же грунтом на высоту не менее 300 мм.

340. Наземную и надземную прокладку следует предусматривать на участках переходов газопроводов через естественные и искусственные преграды, а также на участках, где по расчетам возможно образование провалов, трещин с напряжениями в газопроводах, превышающими допустимые при подземной прокладке.

341. Компенсаторы, предусмотренные проектом, должны быть установлены до начала подработок территории.

342. По окончании активной стадии сдвижения грунта газопровод следует разрезать для снятия продольных растягивающих напряжений и вварить либо стальную вставку, либо установить компенсатор, исходя из прогнозируемых деформаций грунта.

Резинокордовые компенсаторы, устанавливаемые в колодцах на газопроводах, после окончания деформаций земной поверхности, если не предусматривается повторная подработка, должны быть заменены прямыми вставками, а колодцы (ниши) засыпаны грунтом.

Окончание деформаций земной поверхности должно быть подтверждено заключением

маркшейдерской службы горнодобывающей организации.

343. Применение гидрозатворов в качестве отключающих устройств на газопроводах запрещается.

344. Для увеличения подвижности газопровода в грунте в качестве конструктивных мер защиты его от воздействия перемещений грунтов места присоединений врезок следует выполнять в непроходных каналах.

345. Организации, эксплуатирующие газопроводы в районах подрабатываемых территорий, должны иметь службы, в задачи которых входят:

решение организационно-технических вопросов защиты газопроводов в соответствии с проектом и мероприятиями горнодобывающих организаций, обеспечения надежности и безопасности газопроводов перед началом очередных горных подработок, в процессе интенсивного сдвижения земной поверхности, а также в других случаях, вызванных геологическим строением грунта и его гидрологическим режимом;

анализ планов горных работ по трассе газопроводов и контроль выполнения мероприятий, исключающих или уменьшающих влияние подработок на газопроводы;

сбор данных, представленных маркшейдерскими службами по результатам наблюдений за деформацией земной поверхности, составление совместно с горнодобывающими организациями графика подработки газопроводов для представления в проектную организацию;

разработка совместно с маркшейдерскими службами горнодобывающих организаций и проектными организациями мер защиты эксплуатируемых газопроводов от вредного влияния горных разработок, а также мероприятий по предупреждению проникновения газа в подземные коммуникации и здания;

контроль за возведением (монтажом), ремонтом и эксплуатацией газопроводов.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

346. Обход подземных газопроводов в период активной стадии сдвижения земной поверхности до снятия напряжений в газопроводах путем разрезки должен производиться ежедневно.

Приборный метод контроля за техническим состоянием газопроводов и изоляции на них или бурение на наиболее напряженных участках газопровода - один раз в год.

347. При обходе подземных газопроводов следует производить проверку на загазованность колодцев, цокольных и подвальных этажей зданий в радиусе 50 м от газопроводов низкого и среднего давления и 80 м высокого давления.

348. При выявлении подвижек (осадок) или выпучивания грунта при подземной прокладке газопровода следует отрывать шурфы для определения состояния изоляции и причин, приведших к деформациям газопровода.

Результаты обследования газопровода следует представлять проектной организации для принятия решений по дальнейшей его эксплуатации или разработки компенсирующих мероприятий.

349. При сооружении объектов газораспределительных систем и газопотребления в особых природных и климатических условиях дополнительно к требованиям технических нормативных правовых актов должны применяться следующие меры:

349.1. при сооружении газовых колодцев в районах с сейсмичностью свыше 7 баллов плиты основания железобетонных колодцев и монолитное железобетонное основание колодцев с кирпичными стенами должны укладываться на уплотненную песчаную подушку толщиной 100 мм;

349.2. газовые колодцы, сооружаемые в пучинистых грунтах, должны быть сборными железобетонными или монолитными, наружные поверхности стен колодцев должны быть гладкими, оштукатуренными с железнением. Для уменьшения сцепления между стенами и смерзшимся грунтом рекомендуется устраивать покрытие из смолистых материалов или обратную засыпку пазух гравием или

песчано-гравийным грунтом. Перекрытие колодца во всех случаях должно засыпаться песчано-гравийным или другим непучинистым грунтом;

349.3. при возведении (монтаже) в просадочных макропористых грунтах под основанием колодцев грунт должен быть уплотнен.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

ГЛАВА 22
ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ

350. Требования настоящей главы распространяются на газопроводы и газовое оборудование котельных агрегатов с единичной паспортной тепловой производительностью 116,3 МВт (100 Гкал/ч) и более.

351. Газораспределительная система котельных агрегатов от ГРП до отсечных клапанов котлов включительно должна быть рассчитана на входное давление газа ГРП.

352. В организациях, осуществляющих эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, должна быть организована газовая служба (участок) по техническому обслуживанию и ремонту в соответствии с требованиями главы 9 настоящих Правил или распределены обязанности между существующими службами организации, если они имеют все необходимое для эксплуатации и ремонта объектов.

353. Исключен.
(п. 353 исключен с 1 июля 2017 года. - Постановление МЧС от 30.05.2017 N 22)

354. Для персонала, занятого эксплуатацией объектов газораспределительной системы и газопотребления, должны быть разработаны должностные, технологические инструкции и инструкции по охране труда.

Технологическая инструкция должна содержать требования по технологической последовательности выполнения различных операций, методы и объемы проверки качества выполняемых работ, а также требования безопасности при выполнении данных работ.

К технологическим инструкциям должны прилагаться технологические схемы с обозначением мест установки технологического оборудования и запорной арматуры, средств измерений, регулирующих и предохранительных устройств, а также мест присоединения продувочных газопроводов, трубопроводов безопасности и продувочных агентов (сжатого воздуха, азота). Нумерация запорной арматуры, оборудования, средств измерений, регулирующих и предохранительных устройств в технологических схемах должна соответствовать нумерации в технологических инструкциях и обозначенной на оборудовании и арматуре по месту.

Копии инструкций и схем должны находиться на рабочих местах.

355. Технологические инструкции и схемы должны пересматриваться и переутверждаться после реконструкции, технического перевооружения и изменения технологического процесса до включения оборудования в работу.

Изменения должны быть доведены в установленном порядке до сведения работников, для которых знание этих инструкций обязательно.

В плановом порядке технологические инструкции и схемы должны пересматриваться 1 раз в 3 года.

356. Место и порядок хранения проектной, исполнительной, приемосдаточной и эксплуатационно-технической документации должны определяться руководителем организации и оформляться приказом по организации в соответствии с требованиями технических нормативных правовых

актов.

357. В каждой организации должен выполняться комплекс мероприятий, включая систему технического обслуживания и ремонта, обеспечивающие содержание объектов газораспределительной системы и газопотребления в исправном состоянии и соблюдение требований безопасности при эксплуатации газопроводов, оборудования и газоиспользующих установок (котлов).

Обеспечение выполнения комплекса мероприятий возлагается на технического руководителя организации.

Графики технического обслуживания и ремонта объектов газораспределительной системы и газопотребления должны утверждаться техническим руководителем организации-владельца.

В организациях, где газопроводы и газовое оборудование обслуживаются по договорам, графики технического обслуживания и ремонта должны быть согласованы с техническим руководителем организации, выполняющей указанные работы по договору.

358. При эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления должны выполняться:

осмотр технического состояния (обход);

проверка параметров срабатывания ПЗК и ПСК, установленных в ГРП (ГРУ);

проверка работоспособности ПЗК, включенных в схемы защит и блокировок котлов;

проверка плотности фланцевых, резьбовых и сварных соединений газопроводов, сальниковых набивок арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

контроль загазованности воздуха в помещениях ГРП и котельном зале (котельной);

проверка работоспособности автоматических сигнализаторов загазованности в помещениях ГРП и котельного зала (котельной);

проверка срабатывания устройств технологической защиты, блокировок и действия сигнализации;

очистка фильтров;

техническое обслуживание;

включение и отключение газопроводов и газового оборудования в режимах резерва, ремонта и консервации;

текущий ремонт;

проведение режимно-наладочных работ на газоиспользующем оборудовании с пересмотром режимных карт;

производственный контроль в области промышленной безопасности;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

техническое освидетельствование, техническое диагностирование газопроводов и газового оборудования;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

капитальный ремонт;

аварийно-восстановительные работы;

отключение недействующих газопроводов и газового оборудования (обрезка с установкой постоянной заглушки на сварке).

359. Осмотр технического состояния (обход) должен проводиться по графику в сроки, установленные техническим руководителем организации, и обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации систем газоснабжения не реже:

1 раза в смену - для ГРП, внутренних газопроводов (включая обвязку газоиспользующих котлов, установок),

1 раза в месяц - для наружных (надземных, наземных) газопроводов;

в соответствии с настоящими Правилами - подземных газопроводов.

360. Обход ГРП должен проводиться бригадой в составе не менее 2 человек из оперативного или оперативно-ремонтного персонала.

361. При обходе надземных и подземных газопроводов должны выполняться работы в соответствии с требованиями главы 10 настоящих Правил. При этом подтягивание сальников на арматуре и откачка конденсата из дренажных устройств газопроводов с давлением более 0,6 МПа не допускаются.

362. Эксплуатация газопроводов и газового оборудования с выявленными при обходе нарушениями, влияющими на безаварийность и безопасность газораспределительной системы и газоиспользующего оборудования, запрещается.

363. Проверка параметров срабатывания ПЗК и ПСК должна проводиться не реже 1 раза в 3 месяца (включая 1 раз в 6 месяцев при проведении технического обслуживания и 1 раз в 12 месяцев при проведении текущего ремонта ГРП), а также после каждого внепланового ремонта данного оборудования. ПСК после регулировки и испытаний пломбируются, результаты проверки фиксируются в эксплуатационном паспорте ГРП по форме согласно приложению 6.

Верхний предел срабатывания ПЗК не должен превышать максимальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 25%, верхний предел срабатывания ПСК не должен превышать максимальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 15%.

При настройке и проверке параметров срабатывания ПЗК и ПСК не должно изменяться рабочее давление газа после регуляторов.

364. Проверка срабатывания ПЗК котлов и горелок должна проводиться:

перед растопкой котла на газе после простоя более 3 суток;

перед плановым переводом котла на сжигание газа;

после ремонта газопроводов котла.

Во время работы котла на газовом топливе должен непрерывно вестись контроль за исправностью цепи управления электромагнитом ПЗК.

365. Очистку фильтра необходимо проводить при достижении максимально допустимого значения перепада давления, указанного в паспорте на фильтр, но не более 10 кПа.

366. Контроль загазованности в помещениях ГРП и котельной должен проводиться стационарными сигнализаторами загазованности или переносным прибором из верхней зоны помещений не реже 1 раза в смену.

При обнаружении концентрации газа необходимо организовать дополнительную вентиляцию помещения, выявить причину и незамедлительно устранить утечку газа.

367. Проверка срабатывания устройств технологической защиты и действия сигнализации по максимальному и минимальному давлению газа в газопроводах проводится в сроки, указанные в эксплуатационной документации организаций-изготовителей, но не реже 1 раза в месяц.

При проверке не должно изменяться рабочее давление газа в газопроводах.

Проверка блокировок производится перед пуском котла или переводом его на газообразное топливо.

368. Техническое обслуживание газопроводов и газового оборудования должно проводиться не реже 1 раза в 6 месяцев.

Обслуживание должно осуществляться бригадой газовой службы или участка ремонта в составе не менее 3 человек, под руководством мастера, с оформлением наряда-допуска на проведение газоопасных работ.

К проведению технического обслуживания могут привлекаться специализированные организации.

369. До начала выполнения работ по техническому обслуживанию следует провести проверку рабочей зоны помещения (котельной, ГРП и других) на загазованность с отметкой в наряде-допуске.

370. При техническом обслуживании ГРП должны выполняться:

проверка хода и герметичности затвора отключающих устройств (задвижек, кранов, ПЗК) и ПСК;

проверка герметичности мест прохода сочленений приводных электрических однооборотных механизмов (далее - МЭО) с регулирующими клапанами (далее - РК);

проверка герметичности фланцевых и сварных соединений газопроводов, сальниковых набивок с помощью приборов или мыльной эмульсией;

осмотр и очистка фильтра, при этом его разборка и очистка кассеты должна выполняться вне помещения ГРП в местах, удаленных от легковоспламеняющихся веществ и материалов не менее чем на 5 м;

проверка сочленений приводов МЭО с РК, устранение люфта и других неисправностей в кинематической передаче;

продувка импульсных линий приборов средств измерений, ПЗК и РК;

проверка параметров настройки ПЗК и ПСК;

смазка трущихся частей, перенабивка (подтяжка) сальников.

371. При техническом обслуживании внутренних газопроводов должны выполняться:

проверка герметичности фланцевых и сварных соединений газопроводов, сальниковых набивок арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсией;

перенабивка (подтяжка) сальников;

продувка импульсных линий приборов и средств измерений.

372. При отключении оборудования сезонного действия должны устанавливаться заглушки.

373. Текущий ремонт газопроводов и газового оборудования должен проводиться не реже 1 раза в 12 месяцев с выдачей наряда-допуска на проведение газоопасных работ и установкой заглушек на отключенном участке газопровода.

374. Перед началом работ и в период их проведения должен проводиться анализ состояния воздуха

рабочей зоны.

При концентрации газа в помещении, превышающей 20% от нижнего предела воспламеняемости газа, работы должны быть прекращены.

Все газопроводы и газооборудование перед присоединением к действующему газопроводу, а также после ремонта должны подвергаться внешнему осмотру и контрольной опрессовке с фиксацией результатов в наряде-допуске на производство газоопасных работ, а после сварочных работ - на прочность и герметичность в соответствии с техническими нормативными правовыми актами.

Испытания должны проводиться персоналом организации, выполнявшей ремонт, в присутствии оперативного персонала станции. Результаты испытаний заносятся в эксплуатационный паспорт газопровода.

375. Текущий ремонт газооборудования ГРП должен выполняться в соответствии с техническими нормативными правовыми актами и настоящими Правилами.

376. При текущем ремонте надземных газопроводов производятся:

устранение прогиба, замена и восстановление креплений;

разборка и ремонт отключающих устройств (запорной арматуры), регуляторов давления, ПЗК, ПСК, не обеспечивающих плотность закрытия, с притиркой уплотняющих поверхностей;

восстановление противошумового и теплоизоляционного покрытий;

окраска газопроводов, оборудования и арматуры (по мере необходимости, но не реже 1 раза в 5 лет);

проверка герметичности соединений и устранение дефектов, выявленных при техническом обслуживании (осмотре технического состояния).

377. При текущем ремонте запорной арматуры должны выполняться:

очистка арматуры, разгон червяка и его смазка, набивка сальника;

разборка запорной арматуры, не обеспечивающей плотность закрытия, с притиркой уплотняющих поверхностей;

проверка наличия смазки в редукторах электроприводов, плотности их корпусов;

проверка затяжки (крепеж) фланцевых соединений, замена износившихся и поврежденных болтов и прокладок;

проверка исправности и ремонт приводного устройства;

при сервисном обслуживании газовой арматуры организацией-изготовителем сроки и объемы работ определяются техническими условиями на изготовление арматуры.

378. Пересмотр режимных карт на газовых котлах должен осуществляться с периодичностью не реже 1 раза в 3 года, а также после капитального ремонта котла и замены газогорелочных устройств.

379. Техническое диагностирование газопроводов и газового оборудования должна проводиться в соответствии с требованиями и в сроки, установленные для ТЭС, и отражаться в паспорте газопровода.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

380. Капитальный ремонт (замена) газопровода и газового оборудования назначается по результатам технического диагностирования и осуществляется в соответствии с разработанным проектом.
(часть первая п. 380 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)
Часть исключена с 1 июля 2017 года. - Постановление МЧС от 30.05.2017 N 22.

Капитальный ремонт внутренних газопроводов, газового и котлового оборудования следует совмещать.

Сведения о капитальном ремонте должны заноситься в паспорт газопровода (ГРП).

381. На объектах газораспределительной системы ТЭС не допускается прокладка газопроводов по территории трансформаторных подстанций и открытых электрораспределительных устройств, складов резервного топлива, галереях подачи резервного топлива, ниже нулевой отметки здания, а также использование газопроводов в качестве опорных конструкций и заземлений.

Прокладка внутренних газопроводов должна быть открытой. Места установки отключающей и регулирующей арматуры должны иметь искусственное освещение.

382. На объектах газораспределительной системы и газопотребления ТЭС и котельных должна применяться стальная арматура с герметичностью затворов класса А, соответствующая требованиям технических нормативных правовых актов и главы 20 настоящих Правил.

Способ присоединения арматуры (сварка, фланцы) определяется проектом.

Горелки, имеющие перемещения в процессе работы котлоагрегата, допускается присоединять к газопроводу посредством гибких соединений (металлорукавов и резинотканевых рукавов).

Гибкие трубопроводы должны быть защищены от недопустимого перегрева, рассчитаны на 1,5-кратное избыточное рабочее давление газа, а также соответствовать требованиям технических условий на изготовление и предназначены для газовой среды.

383. Газовая запорная арматура (отключающие устройства) должна оснащаться электроприводом во взрывозащищенном исполнении при установке:

на вводе в ГРП;

на вводе в регуляторный зал и на выходе из него (при наличии двух и более залов);

на входе и выходе линии редуцирования, при оснащении РК электроприводом;

на выходе из ГРП (при наличии двух ГРП и более).

384. Управление электроприводом запорной и регулирующей арматуры в ГРП должно осуществляться с местного щита управления, а также:

со щита управления одного из котлов или группы котлов - для котлов, имеющих поперечные связи;

с одного из блочных щитов управления - для энергоблоков мощностью менее 800 МВт;

с блочных щитов управления - для энергоблоков мощностью 800 МВт и выше.

385. В помещениях зданий ТЭС и котельных с газовым оборудованием (регуляторный зал ГРП, места размещения узлов учета расхода и очистки газа, местный щит управления (далее - МЩУ) ГРП, котельные отделения) должны устанавливаться стационарные сигнализаторы загазованности с выводом светового и звукового сигнала на соответствующие щиты управления (групповой щит управления (далее - ГрЩУ), блочный щит управления (далее - БЩУ), МЩУ ГРП) и на входе в помещения.

386. В ГРП станций должно обеспечиваться измерение:

давления газа на входе и на выходе из ГРП, а также после каждого РК;

перепада давления на фильтрах очистки газа;

температуры и расхода газа;

температуры воздуха;

загазованности в помещениях регуляторных залов и МЩУ ГРП.

387. На панелях щитов управления МЩУ, ГрЩУ и БЩУ, относящихся к ГРП, должны находиться:

ключ управления и указатели положения отключающей и регулирующей арматуры;

ключ-переключатель выбора места управления отключающей и регулирующей арматурой;

светозвуковая сигнализация о работе оборудования и загазованности помещений;

приборы, показывающие давление газа на входе и выходе ГРП и на выходе каждой ступени редуцирования;

приборы, показывающие температуру газа на входе и на выходе из ГРП;

приборы, показывающие расход газа из каждой точки измерения.

388. На подводящем газопроводе, вне помещения установки котлов (котла), в безопасном для обслуживания месте должно быть установлено отключающее устройство с электроприводом во взрывозащищенном исполнении и с ручным приводом по месту. Электродистанционное управление указанным отключающим устройством должно осуществляться с центрального щита управления или с главного щита управления оборудованием электростанции (котельной).

389. На отводе газопровода к котлу внутри здания должна предусматриваться установка двух отключающих устройств. Первое по ходу газа может выполняться с ручным приводом, второе - с электроприводом.

Электрическая схема управления отключающим устройством с электрическим приводом должна быть включена в схему технологических защит котла.

Между отключающими устройствами должен быть предусмотрен продувочный газопровод.

Необходимость установки фильтра определяется проектной организацией.

390. На газопроводе - отводе к котлу после отключающих устройств должны предусматриваться:

фланцевое соединение для установки поворотной или листовой заглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой;

штуцер для подключения продувочного агента;

общекотловой ПЗК;

врезка газопровода к ЗЗУ горелок (только для котлов, работающих на природном газе);

РК (основной, растопочный).

При устройстве индивидуального регулирующего клапана перед каждой горелкой растопочный клапан допускается не предусматривать.

391. На газопроводе перед каждой горелкой котла последовательно должны устанавливаться два ПЗК.

При наличии в качестве запорной арматуры двух быстродействующих запорных клапанов и индивидуального РК перед каждой горелкой установку общекотлового ПЗК допускается не предусматривать.

Допускается установка одного ПЗК и отключающего устройства с электроприводом или двух

отключающих устройств с электроприводом при условии установки общекотлового ПЗК.

Управление отключающими устройствами должно быть дистанционным со щита управления котлом, с площадки обслуживания управления горелок, а также вручную по месту.

392. Электропитание отсечных клапанов должно производиться от общей сети, а в случае исчезновения напряжения в общей сети должно быть предусмотрено бесперебойное питание от гарантированного источника электропитания. Тип гарантированного источника электропитания определяется проектной организацией.

Схема управления закрытием каждого отсечного клапана должна быть оснащена устройством непрерывного контроля за исправностью цепей с выдачей сигнала на щит управления котла.

393. Допускается применение одного из двух ПЗК согласно пункту 391 с пневмоприводом.

Сжатый воздух в схему управления ПЗК с пневмоприводом должен подаваться от двух специально устанавливаемых компрессоров (рабочий и резервный) с двумя ресиверами (рабочий и резервный).

394. Каждая горелка котла должна быть оснащена защитно-запальным устройством (ЗЗУ), обеспечивающим факел у горелки в режиме розжига и селективный контроль факела горелки во всех режимах работы котла, включая режим розжига.

Розжиг факела каждой горелки котла, работающей на газе, должен осуществляться только от стационарно установленного индивидуального ЗЗУ.

На действующих котлах со встречным расположением горелок, конструкцией которых изготовителем предусмотрена группа растопочных горелок для обеспечения безопасной растопки котла, ЗЗУ допускается устанавливать только на растопочных горелках. Остальные горелки допускается оснащать запальными или запально-сигнализирующими устройствами.

Управление ЗЗУ должно быть дистанционным со щита управления котлом, а также с площадки обслуживания управления горелок.

395. Запрещается пуск (розжиг) на природном газе котлов, на которых не установлены или неисправны стационарные ЗЗУ, а также котлов, не оснащенных защитами и блокировками, предусмотренными настоящими Правилами.

396. У паровых и водогрейных котлов с несколькими горелками, в которые воздух подается через общий регулирующий орган, каждая горелка должна быть оснащена отключающим устройством (шибером, заслонкой). Это отключающее устройство, как правило, должно автоматически закрывать подачу воздуха на горелку при отключении подачи газа. Положение отключающего устройства (открыто, закрыто или промежуточное) должно быть хорошо распознаваемым.

397. На газопроводе перед последним отключающим устройством каждой горелки должен предусматриваться трубопровод безопасности диаметром не менее 20 мм, оснащенный отключающим устройством с электроприводом.

398. Газопроводы котла должны иметь систему продувочных газопроводов с отключающими устройствами и штуцерами для отбора проб.

На каждом продувочном газопроводе, арматура которого задействована в схемах защит и блокировок котла, должно быть установлено отключающее устройство с электроприводом.

Продувочные газопроводы должны быть предусмотрены:

в конце каждого тупикового участка газопровода, включая газопровод к запальному устройству;

перед вторым отключающим устройством на отводе к котлу;

перед местом установки заглушек на газопроводе котла;

перед ПЗК котла;

перед первым отключающим устройством у горелки (если длина газопровода до отключающего устройства более 2 м);

с обеих сторон секционного отключающего устройства при кольцевой схеме подвода газа к котельной.

Диаметр продувочного газопровода должен определяться расчетом с учетом обеспечения 15-кратного обмена объема продуваемого участка газопровода в 1 час, но быть не менее 20 мм.

399. Объединение продувочных газопроводов с трубопроводами безопасности, а также продувочных газопроводов от участков, разделенных заглушками или РК, не допускается.

400. Конструкции топки котла и газогорелочных устройств, их компоновка должны обеспечивать устойчивый процесс горения при различных режимах работы котла (розжиг, стационарный и переменный режим), его контроль, а также исключать возможность образования застойных зон.

401. На котле, работающем на природном газе, должны предусматриваться измерения:

давления газа до и после РК;

давления газа перед каждой горелкой за последним по ходу газа отключающим устройством;

перепада давления воздуха перед горелками и дымовых газов на уровне горелок или в верхней части топки (для котлов, работающих под наддувом);

перепада давления между воздухом в "теплом ящике" и дымовыми газами топки (для котлов, работающих под наддувом);

давления воздуха в общем коробе или воздуховодах по сторонам котла (кроме котлов, работающих под наддувом);

разрежения или давления дымовых газов вверху топки;

давления воздуха перед горелкой за последним отключающим устройством.

402. Котел, работающий на природном газе, должен оснащаться системами (устройствами) технологической защиты:

402.1. действующими на останов котла с отключением подачи газа на котел при:

погасании факелов всех горелок в топке (общего факела в топке);

отключении всех дымососов (для котлов с уравновешенной тягой);

отключении всех дутьевых вентиляторов;

отключении всех регенеративных воздухоподогревателей;

понижении давления газа после РК ниже заданного значения (в случае использования газа в качестве основного вида топлива);

повышении давления газа после РК выше заданного значения (в случае использования газа в качестве основного вида топлива);

402.2. действующими при растопке котла на отключение подачи газа на котел в случае невоспламенения факела первой растапливаемой горелки;

402.3. действующими на отключение подачи газа на котел в случае понижения или повышения давления газа после РК ниже заданного значения (при сжигании газа с другими видами топлива);

402.4. действующими на отключение подачи газа на горелку при невоспламенении или погасании факела данной горелки;

402.5. действующими на снижение нагрузки котла до 50% при отключении:

одного из двух дымососов;

одного из двух дутьевых вентиляторов;

одного из двух регенеративных воздухоподогревателей.

403. Котел, работающий на природном газе, должен быть оснащен блокировками, запрещающими:

открывание отключающего устройства на газопроводе-отводе к котлу при открытом положении или негерметичности хотя бы одного отключающего устройства перед горелками;

включение ЗЗУ и подачу газа к горелкам без предварительной вентиляции топки, газоходов (в том числе рециркуляционных), "теплого ящика" и воздуховодов в течение не менее 10 минут;

открывание общего запорного устройства на запальном газопроводе (на линии подачи газа к ЗЗУ) при открытом положении хотя бы одного запорного устройства перед каждым ЗЗУ;

подачу газа в горелку в случае закрытия воздушного шибера (клапана) перед горелкой (группой горелок) или при отключении индивидуального дутьевого вентилятора;

подачу газа в горелку при отсутствии факела на ЗЗУ данной горелки;

открывание (закрывание) запорного устройства на трубопроводе безопасности при открытом (закрытом) положении обоих запорных устройств перед горелкой.

404. В газооборудовании котла должна быть предусмотрена сигнализация, оповещающая:

о понижении или повышении давления газа перед ГРП относительно заданных значений;

о понижении или повышении давления газа после регулирующего клапана котла относительно заданных значений;

о понижении давления воздуха в общем коробе или воздуховодах перед горелками (кроме котлов, работающих под наддувом);

о понижении перепада давления между воздухом перед горелками и дымовыми газами в верхней части топки или на уровне горелок (для котлов, работающих под наддувом);

о понижении перепада давления между воздухом в "теплом ящике" и дымовыми газами топки (для котлов, работающих под наддувом);

о наличии факела на горелке котла;

о наличии факела на ЗЗУ каждой горелки;

о наличии общего факела в топке котла;

о срабатывании защит, предусмотренных настоящими Правилами;

о загазованности помещений регуляторных залов и МЩУ ГРП.

405. Ввод и вывод защит и блокировок, препятствующих пуску или действующих на останов котла с

отключением подачи газа на котел при погасании общего факела в топке и на отключение подачи газа на горелку при невоспламенении или погасании факела горелки, а также всех блокировок должны производиться автоматически.

Ввод и вывод остальных защит должен производиться либо автоматически, либо существующими в схемах защит средствами ввода-вывода.

406. Выполнение блокировок и защит, действующих на останов котла или перевод его на пониженную нагрузку, должно осуществляться в соответствии с техническими условиями организации-изготовителя, другими техническими нормативными правовыми актами, регламентирующими работу ТЭС, настоящими Правилами.

407. Аварийное отключение газопроводов (вплоть до отключения ГРП) и газового оборудования должно производиться в случаях разрыва сварных стыков, коррозионных и механических повреждений газопровода, газового оборудования и арматуры с выходом газа, при взрыве, пожаре, а также при внезапном проявлении неисправностей технических устройств (утечка газа через неплотности соединений и корпуса оборудования и арматуры; водяная, снежно-ледяная, смоляная, нафталиновая, кристаллогидратная закупорки газового оборудования, арматуры и газопроводов; резкое повышение (понижение) давления газа на входе и выходе из ГРП), непосредственно угрожающих безопасной и безаварийной эксплуатации газопроводов и газоиспользующего оборудования.

408. При обнаружении загазованности (выхода газа) работы в опасной зоне должны быть прекращены, с соблюдением требований безопасности приняты незамедлительные меры по определению причин, устранению утечки газа и выполнению мероприятий в соответствии с планом по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, а при необходимости и с планом взаимодействия служб различных ведомств.

Лица, не участвующие в аварийно-восстановительных работах, должны быть удалены из опасной зоны.

409. Газоопасные работы должны выполняться в соответствии с требованиями настоящих Правил.

410. Установка заглушек на газопроводах должна производиться на отключенном участке после его предварительной продувки воздухом или инертным газом и взятия пробы для анализа. Остаточная объемная доля газа в продутом газопроводе не должна превышать 20% от нижнего предела воспламеняемости газа.

Снятие заглушек на газопроводе должно производиться после проведения контрольной опрессовки в соответствии с требованиями настоящих Правил.

При неудовлетворительных результатах контрольной опрессовки снятие (удаление) заглушек запрещается.

411. Снятие заглушек на газопроводах ГРП при пуске газа в газопроводы из режима консервации или ремонта должно выполняться после осмотра технического состояния (обхода) газопроводов, проведения технического обслуживания и контрольной опрессовки, а после капитального ремонта или сварочных работ на газопроводе перед пуском газа необходимо дополнительно провести испытания на прочность и плотность в соответствии с техническими нормативными правовыми актами.

412. Снятие заглушек на газопроводах котла при его выводе из режима консервации или ремонта должно выполняться после осмотра технического состояния котла, проведения технического обслуживания и контрольной опрессовки, проверки работоспособности технологических защит, блокировок и сигнализации, а также записи ответственного лица в оперативном журнале о готовности котла к растопке и эксплуатации.

Кроме этого, в оперативный журнал целесообразно включать следующие минимальные сведения:

дата и время (число, месяц, год, часы и минуты) начала и окончания смены;

время (часы и минуты) каждого записываемого события (сообщение, распоряжение, указание, выполнение оперативного переключения, отключение (останов) котла);

показания контрольно-измерительных приборов;

отметки о продувке котла и предохранительных клапанов.

В зависимости от объемов работ, указанных в технологической инструкции с учетом конструктивных особенностей и конкретных типов оборудования, конкретных условий эксплуатации оборудования, требований эксплуатационной документации организаций - изготовителей оборудования и отчетов наладочных организаций, журнал может содержать дополнительные сведения.

В случае выявления неисправностей в работе оборудования в журнал вносятся сведения о мерах, принятых для их устранения, и результаты повторной проверки после устранения выявленных неисправностей.

413. До начала работ, связанных с разборкой газовой арматуры, присоединением или ремонтом внутренних газопроводов, работой внутри котлов, а также при выводе котлов в режим консервации и в ремонт отключающие устройства, установленные на ответвлениях газопровода к котлу и на газопроводе к защитно-запальным устройствам горелок, должны быть закрыты с установкой инвентарных заглушек.

Газопроводы должны быть освобождены от газа продувкой инертным газом или сжатым воздухом.

414. Окончание продувки газопроводов определяется отбором пробы для анализа или прибором.

Остаточная объемная доля газа в продутом газопроводе не должна превышать 20% от нижнего предела воспламеняемости газа.

415. До начала и в период проведения работ по установке и снятию заглушек должен проводиться анализ состояния воздуха рабочей зоны на загазованность. При достижении предельно допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны 300 мг/куб.м и выше работы должны выполняться с применением изолирующих шланговых противогазов.

416. Для проведения газоопасных работ по установке и снятию заглушек могут привлекаться специализированные организации.

417. При сжигании на ТЭС и котельных газа с повышенным содержанием серы продувка газопроводов сжатым воздухом запрещается.

418. Технологические защиты, блокировки и сигнализация, предусмотренные проектом и в установленном порядке введенные в эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, для которых они предусмотрены.

419. Вывод из работы технологических защит, блокировок и сигнализации на работающем оборудовании разрешается в случаях:

необходимости отключения, обусловленного производственной инструкцией;

очевидной неисправности или отказа;

периодической проверки согласно графику, утвержденному техническим руководителем.

Отключение должно выполняться по письменному распоряжению начальника смены (оперативного руководителя) в оперативном журнале с обязательным уведомлением технического руководителя станции.

420. Проведение ремонтных и наладочных работ в цепях защит, блокировок и сигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска запрещается.

421. Пуск котла должен быть организован под руководством начальника смены, а после капитального

или среднего ремонта - под руководством начальника цеха или его заместителя.

422. Перед пуском котла после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 суток) должны быть проверены исправность и готовность к включению тягодутьевых установок, вспомогательного оборудования, средств измерения и дистанционного управления арматурой и механизмами, авторегуляторов, а также осуществлена проверка работоспособности защит, блокировок, средств оповещения и оперативной связи и проверка срабатывания ПЗК котла и горелок с воздействием на исполнительные механизмы.

При простое котла менее 3 суток проверке подлежат только средства измерения, оборудование, механизмы, устройства защиты, блокировок и сигнализации, на которых производился ремонт.

Выявленные неисправности до розжига котла должны быть устранены. При обнаружении неисправности средств защиты и блокировок, действующих на останов котла, розжиг его запрещается.

423. Заполнение газом газопроводов котла после консервации или ремонта должно производиться при включенных в работу дымососах, дутьевых вентиляторах, дымососах рециркуляции в последовательности, указанной в производственной инструкции по эксплуатации котла.

424. Освобождать газопроводы котла от газа или осуществлять их продувку через трубопроводы безопасности или через газогорелочные устройства котла запрещается.

425. Перед растопкой котла из холодного состояния должна быть проведена при включенных в работу тягодутьевых установках предпусковая проверка плотности закрытия отключающих устройств перед каждой горелкой котла, включая ПЗК котла и горелок.

При обнаружении негерметичности закрытия отключающих устройств растопка котла запрещается.

Порядок проведения предпусковой проверки устанавливается производственной инструкцией по эксплуатации котла.

426. Непосредственно перед растопкой котла и после его остановки топка, газоходы отвода продуктов сгорания из топки котла, системы рециркуляции продуктов сгорания, а также закрытые объемы, в которых размещены коллекторы ("теплый ящик"), должны быть провентилированы с включением дымососов, дутьевых вентиляторов и дымососов рециркуляции при открытых шиберах (клапанах) газовоздушного тракта и расходе воздуха не менее 25% от номинального.

Время вентилирования определяется расчетом исходя из условия обеспечения трехкратного воздухообмена в объеме топочной камеры, "теплого ящика", воздуховодов и газоходов до выхода из дымовой трубы.

Расчет времени вентилирования осуществляется пусконаладочной организацией. Время вентилирования записывается в инструкцию по эксплуатации котла.

При наличии приборов автоматической опрессовки запорной арматуры и предохранительных устройств перед горелкой расчетное время предварительной вентиляции задается программой автоматического розжига горелок, устанавливаемой разработчиками оборудования.

427. Вентиляция котлов, работающих под наддувом, а также водогрейных котлов при отсутствии дымососа должна осуществляться при включенных дутьевых вентиляторах и дымососах рециркуляции.

428. Растопка котлов должна производиться при работающих дутьевом вентиляторе и дымососе (там, где он предусмотрен).

429. Перед растопкой котла на газе следует определить содержание кислорода в газопроводах котла. При содержании кислорода более 1% по объему розжиг горелок запрещается.

Допускается не производить анализ газа на содержание кислорода, если газопроводы находились под избыточным давлением.

430. Растопка котлов, все горелки которых оснащены ПЗК и ЗЗУ, может начинаться с розжига любой горелки в последовательности, указанной в инструкции по эксплуатации котла.

При невоспламенении (погасании) факела первой растапливаемой горелки должна быть прекращена подача газа на котел и горелку, отключено ее ЗЗУ и провентилированы горелка, топка и газоходы согласно требованиям настоящих Правил, после чего растопка котла может быть возобновлена на другой горелке. Повторный розжиг первой растапливаемой горелки возможен только после устранения причин невоспламенения (погасания) ее факела.

В случае невоспламенения (погасания) факела второй (или очередной) растапливаемой горелки (при устойчивом горении остальных) должна быть прекращена подача газа только на данную горелку, отключено ее ЗЗУ и проведена ее вентиляция при полностью открытом запорном устройстве на воздуховоде к данной горелке. Повторный розжиг горелки возможен только после устранения причин невоспламенения (погасания) ее факела.

431. При внезапном погасании факела всех включенных горелок во время растопки, а также общего факела при работе котла на одной или нескольких включенных горелках должна быть немедленно прекращена подача газа на котел и ко всем горелкам котла, отключено газоснабжение ЗЗУ и проведена вентиляция горелок, топки, газоходов согласно требованиям настоящих Правил.

Повторная растопка котла возможна только после устранения причин погасания факелов горелок.

432. Порядок перевода котла с пылеугольного или жидкого топлива на природный газ должен определяться производственной инструкцией по эксплуатации котла, утвержденной техническим руководителем организации.

При многоярусной компоновке горелок первыми должны переводиться на газ горелки нижних ярусов.

Перед плановым переводом котла на сжигание газа должна быть проведена проверка срабатывания ПЗК и работоспособности технологических защит, блокировок и сигнализации систем газоснабжения котла с воздействием на исполнительные механизмы или на сигнал в объеме, не препятствующем работе котла.

433. Подача газа в газопроводы котла должна быть немедленно прекращена оперативным персоналом в случаях:

несрабатывания технологических защит;

взрыва в топке, газоходах, разогрева докрасна несущих балок каркаса или колонн котла, обрушения обмуровки;

пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схему защиты котла;

исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех контрольно-измерительных приборах;

разрыва газопровода котла;

погасания общего факела в топке.

434. Порядок аварийной остановки котла должен быть указан в производственной инструкции. Причины аварийной остановки должны быть записаны в оперативном журнале.

Аварийная остановка котла должна осуществляться в соответствии с требованиями технических нормативных актов и настоящих Правил.

435. При плановой остановке котла для перевода в режим резерва должна быть прекращена подача газа к котлу, горелкам, ЗЗУ с последующим их отключением; открыты отключающие устройства на трубопроводах безопасности, а при необходимости и на продувочных газопроводах; проведена вентиляция

топки и газоходов с обеспечением не менее трехкратного воздухообмена.

По окончании вентиляции тягодутьевые установки должны быть отключены, закрыты лазы, лючки, шиберы (клапаны) газовоздушного тракта и направляющие аппараты тягодутьевых установок.

436. Если котел находится в резерве или работает на другом виде топлива, заглушки после запорной арматуры на газопроводах котла могут не устанавливаться.

Допускается избыточное давление газа в газопроводах котла при работе на другом топливе при условии обеспечения плотности закрытия отключающих устройств.

437. Наблюдение за оборудованием ГРП, показаниями средств измерений, а также за автоматическими сигнализаторами контроля загазованности должно выполняться дистанционно по приборам щитов управления котлотурбинного цеха и водогрейной котельной, а также с МЩУ ГРП и визуально по месту установки при обходе.

438. Отключающее устройство перед ПСК в ГРП должно находиться в открытом положении и быть опломбировано.

439. Резервная редуцирующая нитка в ГРП должна быть в постоянной готовности к работе, то есть находиться в режиме "автоматического ввода резерва".

Подача газа к котлам по обводному газопроводу (байпасу) ГРП, не имеющему автоматического РК, запрещается.

ГЛАВА 23
ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ, СООРУЖЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

440. Настоящая глава устанавливает специальные требования к проектированию, монтажу и безопасной эксплуатации системы газоснабжения газотурбинных и парогазовых установок, газопоршневых агрегатов тепловых электростанций.
(в ред. постановления МЧС от 10.03.2015 N 3)

441. Работы по проектированию, монтажу, ремонту, техническому обслуживанию и эксплуатации газопроводов давлением свыше 1,2 МПа в пределах тепловой электростанции должны выполнять организации, имеющие лицензию на право осуществления деятельности в области промышленной безопасности, связанной с опасными производственными объектами газораспределительной системы и газопотребления.

442. При проектировании систем газоснабжения ГТУ, ПГУ или ГПА, средств технологического контроля, автоматизации, сигнализации, защит и блокировок должны учитываться требования настоящих Правил, технических нормативных правовых актов, учитывающих условия и требования эксплуатации тепловых электрических станций, обеспечивающих их промышленную безопасность.

443. Проектируемые системы газоснабжения должны обеспечивать бесперебойное и безопасное газоснабжение, а также возможность оперативного отключения газа на объектах систем газоснабжения ГТУ, ПГУ, ГПА.

444. При разработке блока отключающей арматуры газовой турбины и ГПА следует учитывать, что управление арматурой должно осуществляться от системы управления ГТУ (ПГУ) или ГПА.

445. Система газоснабжения ГТУ и ПГУ включает:

подводящий газопровод (далее - ПГП) от ГРС до пункта подготовки газа на территории ТЭС;

пункт подготовки газа (далее - ППГ), включая блоки: редуцирования (компримирования) давления

газа, в том числе ГРП, узел стабилизации давления (далее - УСД), дожимную компрессорную станцию (далее - ДКС), газотурбинную редукционную станцию (далее - ГТРС), очистки, осушки, подогрева, измерения расхода;

наружные газопроводы от пункта подготовки газа до зданий и сооружений, в которых размещены ГТУ и ПГУ;

блоки отключающей арматуры газовых турбин;

внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ.

446. Система газоснабжения ГПА в общем случае должна включать:

ПГП от ГРС до ГРП;

наружный газопровод от ГРП до зданий и сооружений, в которых размещены ГПА;

блоки отключающей арматуры ГПА.

447. На подводящем газопроводе от ГРС должно быть предусмотрено отключающее устройство с электроприводом, управляемым из главного корпуса ТЭС, располагаемое как на территории электростанции, так и вне ее на расстоянии от 5 м до 20 м от ограды ТЭС.

448. Пуск (останов) газовой турбины, работающей как автономно, так и с котлами-утилизаторами, входящими в состав ГТУ и ПГУ, должен быть автоматическим.

Оборудование в составе ГТУ и ПГУ должно обеспечивать эффективную вентиляцию газовоздушного тракта. Алгоритмами автоматического разворота газовой турбины двигателя до подсинхронных оборотов должна предусматриваться эффективная вентиляция всего газовоздушного тракта газовой турбины и котла-утилизатора в составе ГТУ и ПГУ.

Выбор пусковых устройств и продолжительность вентиляции до необходимой кратности определяются исходя из требований изготовителя газовой турбины.

Конструкция котлов-утилизаторов в составе ГТУ (ПГУ) не должна иметь застойных зон.

449. Объем оснащения средствами контроля факела камеры сгорания газовой турбины определяется техническими условиями на поставку ГТУ и настоящими Правилами.

450. Газовое оборудование и горелочные устройства, применяемые в системе газоснабжения ГТУ и ПГУ, должны соответствовать требованиям главы 20 настоящих Правил.

451. Вентиляция газовоздушного тракта газовых турбин и котлов-утилизаторов, входящих в состав ГТУ и ПГУ, при пуске должна обеспечиваться за счет расхода воздуха, проходящего через газовую турбину при вращении ее ротора пусковым устройством.

Для проведения вентиляции газовоздушного тракта ГТУ и ПГУ после останова газовых турбин должен использоваться режим холодной прокрутки газовой турбины, осуществляемый с помощью пусковых устройств, с учетом вентиляции за счет выбега газовой турбины при ее останове.

452. Программы автоматического пуска газовых турбин должны позволять осуществление нормальных и ускоренных пусков из каждого теплового состояния газовой турбины. Система автоматического пуска газовых турбин должна включать блокировки, препятствующие выполнению последующего этапа пуска до полного завершения предыдущего.

Программы системы автоматического останова газовых турбин должны включать:

разгрузку турбины в заданных параметрах по времени;

закрытие регулирующих, стопорных и предохранительных запорных клапанов по топливу, а также электрифицированной арматуры на подводе топлива к пламенным трубам камеры сгорания турбины и горелкам котла-утилизатора;

вентиляцию газовоздушных трактов установки, включая котел-утилизатор;

закрытие шиберов на стороне всасывания и (или) выхлопа ГТУ по окончании вентиляции газовоздушных трактов;

открытие запорных устройств на продувочных газопроводах;

открытие запорных устройств на продувочных газопроводах и трубопроводах безопасности газовой турбины и котла-утилизатора.

Устройства автоматики должны быть защищены от воздействия колебаний напряжения питания. Сигнальные цепи дополнительно должны быть защищены от воздействия индустриальных помех.

453. Для обеспечения взрывобезопасности системы газоснабжения и ГТУ необходимо контролировать: давление газа перед стопорным клапаном и в трубопроводе за регулирующим клапаном, постоянно показывающими приборами по месту и на БЩУ; концентрацию газа и окиси углерода в застойных зонах машинного зала и в помещениях, непосредственно прилегающих к газопроводам и газоходам уходящих газов, в которых возможно скопление газа и окиси углерода.

Контроль содержания газа и окиси углерода в воздухе застойных зон должен осуществляться автоматическими сигнализаторами с выводами сигнализации опасной концентрации (более 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени) на БЩУ и ГЩУ.

454. Для обеспечения взрывопожаробезопасности система газоснабжения и ГТУ должны быть оснащены светозвуковой сигнализацией, выведенной на БЩУ и ГЩУ и сигнализирующей о повышении и понижении давления газа перед стопорным клапаном относительно заданных значений и о повышении концентрации газа в воздухе более 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени.

455. Помещения категории А должны быть оборудованы телефонной связью во взрывозащищенном исполнении.

456. Системы газоснабжения ГТУ и ПГУ должны обеспечивать газовые турбины проектным давлением газа перед горелочными устройствами и камерами сгорания.

Схемы газоснабжения ГТУ, ПГУ и ГПА от ГРС могут предусматриваться как совместные (с энергетическими котлами), так и раздельные в зависимости от места расположения ТЭС, давления транспортируемого газа, места подключения к газопроводу и требуемого давления газа перед горелочными устройствами согласно техническим условиям изготовителя.

457. При выборе схемы газоснабжения за расчетное давление газа в ПГП принимается минимальное давление на границе территории ТЭС с учетом сезонных и суточных колебаний, но не ниже 0,3 МПа.

Газопроводы систем газоснабжения в зависимости от рабочего давления транспортируемого газа подразделяются на категории:

высокого давления I-а категории свыше 1,2 МПа на территории тепловых электрических станций к газотурбинным и парогазовым установкам;

высокого давления I категории свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа включительно;

высокого давления II категории свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа включительно;

среднего давления III категории свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа включительно;

низкого давления IV категории до 0,005 МПа включительно.

В зависимости от значения расчетного давления газа в ПГП схемы подачи газа к газовым турбинам, работающим как автономно, так и в составе ГТУ и ПГУ, возможны с дожимающими компрессорами и без них.

458. Дожимающие компрессоры должны располагаться в отдельном здании.

При контейнерной поставке допускается их размещение в пристройках к зданию главного корпуса.

Размещение в машинном зале ГТУ дожимающих компрессоров не допускается.

459. Подводящие газопроводы от ГРС или от магистральных газопроводов до площадки ТЭС, независимо от давления транспортируемого газа, следует прокладывать, как правило, подземно.

460. На территории ТЭС, как правило, следует предусматривать комплексный общестанционный пункт подготовки газа.

461. Аппараты в каждой ступени очистки газа предусматриваются с 50-процентным резервом. На ПГП к блоку очистки газа следует предусматривать запорное устройство с электроприводом, управляемым с МЩУ ППГ.

462. Количество редуцирующих ниток в ГРП определяется пропускной способностью выбранного оборудования и арматуры и рекомендуется предусматривать с 50-процентным резервом, но не менее двух, одна из которых рабочая, другая - резервная.

463. Технологическая схема дожимной компрессорной станции может быть как общестанционной, так и блочной.

464. Производительность общестанционной ДКС должна рассчитываться на максимальный расход газа на ГТУ, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно, - по расходу газа для летнего режима.

465. При суммарном расходе газа до 300 тыс. куб.м/ч может сооружаться одна общестанционная ДКС. При больших расходах газа должны сооружаться две ДКС и более.

При суммарном расходе газа до 50 тыс. куб.м/ч количество дожимающих компрессоров должно быть не менее двух, один из которых резервный. В зависимости от режима работы ГТУ в энергосистеме при соответствующем обосновании допускается установка третьего компрессора (на случай ремонта).

При суммарном расходе газа свыше 50 тыс. куб.м/ч до 100 тыс. куб.м/ч и свыше 100 тыс. куб.м/ч до 300 тыс. куб.м/ч количество дожимающих компрессоров должно быть соответственно не менее трех и не менее четырех.

466. В блочной ДКС при электрической мощности ГТУ, ПГУ менее 150 МВт дожимимающие компрессоры устанавливаются без резерва. При электрической мощности ГТУ, ПГУ свыше 150 МВт необходимо предусматривать резервный дожимной компрессор.

467. Падение давления газа перед газовыми турбинами за время пуска резервного компрессора должно быть в пределах допустимого значения, установленного организацией - изготовителем газовой турбины.

Схемой ДКС должна предусматриваться работа компрессоров при нулевом расходе газа на газовые турбины.

ДКС должна предусматривать автоматическое регулирование давления газа перед газовыми турбинами. Поддержание заданного давления за ДКС и ввод в работу резервного компрессора должны осуществляться автоматически.

Дожимающие компрессоры должны выбираться с учетом возможности их повторного автоматического пуска и оснащаться системами самозапуска электродвигателей. Время срабатывания системы самозапуска должно быть меньше времени выхода параметров за предельно допустимые значения.

Дожимающие компрессоры должны оснащаться системами контроля состояния подшипников по температуре с сигнализацией ее предельных значений и блокировками, отключающими компрессоры при превышении этого параметра.

468. На отводе от ППГ к газовой турбине (в блоке запорной арматуры) по ходу газа предусматриваются:

штуцер для присоединения продувочного газопровода;

запорное устройство с электроприводом;

штуцер для присоединения продувочного газопровода;

фланцы для установки ремонтной заглушки (листовой или поворотной) с приспособлением для их разжима и токопроводящей перемычкой;

штуцер для подвода продувочного агента;

расходомерное устройство.

469. На внутреннем газопроводе газовой турбины, работающей автономно или в составе ГТУ или ПГУ, по ходу газа (в главном корпусе) предусматриваются:

штуцер продувочного газопровода;

механический фильтр, предотвращающий попадание в ГТУ продуктов внутренней коррозии газопроводов;

ПЗК;

регулирующий клапан (основной и растопочный);

штуцер для присоединения продувочного газопровода в конце тупикового участка;

запорное устройство с электрифицированным приводом (ПЗК) перед каждым горелочным устройством камеры сгорания газовой турбины.

Штуцер для присоединения запального газопровода предусматривается между двумя запорными устройствами на вводе. Общий ПЗК (стопорный клапан), регулирующий клапан, механический фильтр, а также запорная арматура перед горелочными устройствами поставляются изготовителем газовой турбины и устанавливаются непосредственно в здании главного корпуса в соответствии с технологической схемой, разработанной изготовителем газовой турбины.

Механический фильтр допускается устанавливать перед расходомерным устройством.

470. На внутреннем газопроводе к ГПА (с учетом оборудования, входящего в состав ГПА полной заводской готовности) должны предусматриваться (по ходу газа):
(в ред. постановления МЧС от 10.03.2015 N 3)

два отключающих устройства (первое может быть с ручным приводом, второе - с электроприводом) с продувочной свечой и устройством отбора проб между ними;

фильтр (необходимость установки определяет проектная организация);

продувочная свеча с устройством отбора проб;

фланцевое соединение для установки поворотной заглушки;

штуцер для подключения продувочного агента;

отключающее устройство с электроприводом;

измерительное устройство расхода газа;

регулирующий клапан;

непосредственно перед подачей газа в двигатель - два быстрозапорных отсечных клапана (ПЗК) с установкой между ними свечи безопасности с отключающим электрифицированным устройством.

Выполнение блокировок и защит на останов ГПА (с учетом оборудования, входящего в состав ГПА полной заводской готовности) и перевод его на работу с пониженной нагрузкой должны осуществляться в соответствии с техническими условиями организации-изготовителя.
(в ред. постановления МЧС от 10.03.2015 N 3)

471. Для предотвращения передачи вибраций от двигателя на газопровод присоединение двигателя к газопроводу должно осуществляться посредством гибкого соединения.

472. Трасса газопровода должна проходить вдоль проездов и дорог, как правило, со стороны, противоположной тротуару (пешеходной дорожке), и по возможности максимально обеспечивать самокомпенсацию температурных деформаций газопровода, для чего его повороты должны делаться, как правило, под углом 90 градусов.

473. Транзитная прокладка газопроводов должна осуществляться с учетом требований противопожарной безопасности.

474. Наружный газопровод в пределах ТЭС должен быть надземным, исключая участок, отстоящий на 15 м от ограды внутрь площадки электростанции, который может быть как надземным, так и подземным.

475. Надземные газопроводы могут прокладываться на высоких и низких опорах, эстакадах с использованием только несгораемых конструкций.

Допускается прокладка газопроводов на эстакадах с другими технологическими трубопроводами и электрическими кабелями, при этом газопроводы следует размещать в верхнем ярусе эстакады.

476. Газопровод должен прокладываться с уклоном, обеспечивающим сток конденсата к месту его выпуска в процессе эксплуатации и при опорожнении для ремонта.

477. Высота свободного пространства от земли до низа труб, прокладываемых на низких опорах, должна быть не менее 0,35 м при ширине группы труб до 1,5 м и не менее 0,5 м при ширине 1,5 м и более.

478. Расстояние в свету до газопровода по вертикали должно быть не менее:

от покрытия пешеходной дороги 2,2 м;

от покрытия автомобильной дороги 4,5 м;

от плоскости головок рельсов железной дороги 5,5 м.

479. Распределительный газопровод должен располагаться вне помещений ГТУ.

При размещении газовых турбин в общем машинном зале на распределительном газопроводе на расстоянии не более 50 м до первого отвода к газовой турбине устанавливается электрифицированное запорное устройство.

480. Дополнительные запорные устройства на газопроводах могут устанавливаться в местах, определяемых проектной организацией из условия возможности отключения установки от системы газоснабжения.

481. Надземный газопровод, пересекаемый высоковольтной линией электропередачи, должен иметь

защитное устройство, предотвращающее попадание на него электропроводов в случае их обрыва. Защитное устройство должно быть из несгораемых материалов и конструкций, как правило, металлических, имеющих надежное заземление.

Сопротивление заземления газопровода и его защитного устройства должно быть не более 10 Ом.

482. Оголовки продувочных газопроводов и сбросных газопроводов от предохранительных клапанов, установленных на газопроводах, должны располагаться:

с давлением более 1,2 МПа - не менее чем на 5 м выше самой высокой точки здания в радиусе 20 м от сбросного трубопровода, но не менее 6 м от уровня планировочной отметки площадки (земли);

с давлением менее 1,2 МПа - не менее чем на 1 м выше дефлектора здания или на 2 м выше светоаэрационного фонаря соседнего (ближе 20 м) здания, но не менее 5 м от земли.

483. Сбросной трубопровод должен располагаться со стороны здания, противоположной воздухозабору. При невозможности выполнения этого требования концевые участки сбросных и продувочных газопроводов должны располагаться выше заборных устройств приточной вентиляции на расстоянии не менее 10 м по горизонтали и 6 м по вертикали.

Устройство оголовка сбросного трубопровода должно исключать рассеивание газа ниже плоскости его размещения и попадание в него атмосферных осадков.

484. Запрещается соединять трубопроводы сброса газа с предохранительных клапанов на нитках с различными величинами выходных давлений на одну свечу и монтаж запорной арматуры после предохранительных клапанов.

485. Продувка газового оборудования и газопроводов должна предусматриваться воздухом или инертным газом. Для подачи воздуха или инертного газа должны быть предусмотрены штуцера с запорными устройствами.

486. Газовые коллекторы, подводящие газ к ГТУ, должны прокладываться снаружи зданий по стенам или опорам, располагаться на высоте не менее 4,5 м от уровня земли и не пересекать оконных и дверных проемов.

487. Расстояния (в свету) между газопроводом и ограждающими конструкциями здания тепловой электростанции должны быть не менее:

150 мм для труб диаметром менее 200 мм;

300 мм для труб диаметром от 200 мм до 500 мм;

500 мм для труб диаметром более 500 мм.

488. Газопроводы при прокладке через стены должны выполняться в стальных футлярах. Внутренний диаметр футляра должен быть не менее чем на 100 мм больше диаметра газопровода. Зазоры между газопроводом и футляром (концы футляра) должны уплотняться несгораемым эластичным материалом.

489. Вводы газопроводов должны предусматриваться непосредственно в помещения, где находятся газоиспользующие установки, и прокладываться в местах, доступных для их обслуживания, осмотра и ремонта.

490. Расстояния между осями смежных трубопроводов и до края опорной конструкции должны выбираться по приложению 23.

491. Сварные стыки газопроводов должны находиться от края опоры на расстоянии не менее 200 мм.

492. Вварка штуцеров в сварные швы, а также в гнутые элементы (в местах гибов) трубопроводов не допускается.

493. Для газопроводов I-а категории применение отводов, сваренных из секторов, не допускается.

494. Расстояния между газопроводом и электропроводами в местах пересечения и параллельной прокладки принимаются по требованиям правил устройства и защитных мер электробезопасности.

495. Блоки запорной арматуры следует размещать в специальном здании или в пристройке к главному корпусу здания ТЭС в обогреваемых помещениях, укрытиях (шкафах).

496. Газопровод от фильтров тонкой очистки, установленных на подводе газа, до горелочных устройств ГТ должен выполняться из коррозионно-стойкой стали.

497. Газопроводы должны быть окрашены в желтый цвет в соответствии с требованиями государственного стандарта.

498. Расстояния от газопроводов до зданий и сооружений ТЭС должны выбираться согласно приложению 24.

499. Испытание газопроводов высокого давления I-а категории на прочность и проверку на герметичность следует производить после полной готовности трубопроводов в соответствии с техническими нормативными правовыми актами, устанавливающими требования к испытанию технологических трубопроводов.

Испытание трубопроводов на прочность следует производить гидравлическим или пневматическим способом давлением равным 1,5 Рраб. Время испытания при гидравлическом способе 24 часа, время испытания при пневматическом способе 12 часов. Испытания гидравлическим способом проводятся при технической возможности полного удаления воды из газопровода.

Давление при проверке на герметичность принимается равным рабочему. Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 12 часов.

500. Подземные газопроводы должны быть защищены от коррозии в соответствии с государственными стандартами, устанавливающими требования к защите от коррозии подземных газопроводов, с учетом рабочего давления транспортируемого газа.

501. Пункт подготовки газа должен обеспечивать очистку газа от жидких и твердых частиц, редуцирование и (или) компремирование газа, его подогрев и охлаждение (при необходимости) и измерение расхода.

502. Обводные газопроводы в ППГ не предусматриваются. Технологические схемы газопроводов ППГ и газопроводов газовой турбины должны предусматривать установку поворотных или листовых ремонтных заглушек, системы продувочного агента и продувочных газопроводов для обеспечения требований безопасности при выводе оборудования и газопроводов в ремонт и вводе в эксплуатацию после ремонта. Для газопроводов давлением выше 1,2 МПа на каждом продувочном газопроводе должны предусматриваться два запорных устройства со штуцером между ними для отбора проб от продуваемого участка для анализа. Штуцер для отбора проб должен оборудоваться запорным устройством. Каждый штуцер подвода продувочного агента, отбора проб на анализ, подвода среды для настройки ПСК должен оборудоваться устройством (резьбовой заглушкой) для обеспечения герметичности.

503. Технические средства для подготовки газа могут размещаться в зданиях (укрытиях), контейнерах (блочное исполнение) и на открытом воздухе. Площадка размещения ППГ должна иметь ограждение.

Расстояния от зданий (укрытий) и сооружений ППГ относительно других зданий и сооружений электростанции должно соответствовать требованиям противопожарной безопасности.

При блочном исполнении допускается их размещение вблизи здания ГТУ или непосредственное примыкание. В этом случае расстояния от ДКС до здания ГТУ не нормируются.

504. Расстояния между зданиями (укрытиями) и сооружениями в пределах ППГ не нормируется.

505. Очистку газа от твердых частиц и капельной жидкости следует предусматривать в фильтрах и сепараторах с автоматическим сливом жидкости в резервуар вместимостью не менее 1 куб.м.

506. Линии редуцирования и газопроводы на длине не менее 20 м после РК следует проектировать с шумопоглощающей изоляцией или с установкой шумоглушителей.

507. Производственные помещения и помещения управления ППГ с площадью более 60 кв.м должны иметь запасный выход, расположенный с противоположной стороны основному. Запасный выход должен быть наружу здания.

508. Каждое помещение ППГ категории А должно оборудоваться стационарными сигнализаторами загазованности и оснащаться светозвуковой предупредительной сигнализацией загазованности с выводом на БЩУ. При достижении 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени в воздухе помещения ППГ должна включаться аварийная вентиляция и выводится сигнал на БЩУ. При достижении 20% нижнего концентрационного предела распространения пламени светозвуковая сигнализация выводится на БЩУ, а также перед входом в помещения ППГ.

509. Полы ППГ должны выполняться из несгораемых материалов, не дающих искру при ударе. Двери помещений должны открываться наружу.

510. Размещение оборудования, газопроводов, арматуры и приборов должно обеспечивать их удобное обслуживание и ремонт. Ширина основного прохода в помещении ППГ должна составлять не менее 0,8 м.

511. Стальные газопроводы, применяемые в системе газоснабжения ГТУ, ПГУ и ГПА ТЭС, должны выполняться из следующих труб:

бесшовных горячедеформированных, используемых для паровых котлов и трубопроводов (давлением до 6,4 МПа, диаметром до 426 мм);

бесшовных холоднодеформированных и теплодеформированных группы В, изготовленных из катаной заготовки или из слитка методом пилигримной прокатки со 100% ультразвуковым контролем организации-изготовителя, с гарантией испытаний на загиб или раздачу (давлением до 1,6 МПа, диаметром до 45 мм);

электросварных прямошовных для магистральных газонефтепроводов (давлением до 2,5 МПа, диаметром 530, 620, 720, 820, 1020 мм), для газонефтепроводов (давлением до 2,5 МПа, диаметром 1020 и 1220 мм), стальных электросварных группы В, термообработанных, с гарантией испытаний на загиб и испытанием сварного соединения на растяжение по (давлением до 1,6 МПа, диаметром до 426 мм);

бесшовных из коррозионно-стойких марок стали, в том числе с повышенным качеством поверхности;

электросварных спиральношовных (только для прямых участков) (давлением до 2,5 МПа, диаметром от 530 до 1020 мм).

Допускается применение и других труб из спокойной углеродистой и низколегированной стали, технические требования к которым должны быть не ниже указанных в части первой настоящего пункта.

Допустимость применения материалов иностранных марок в каждом конкретном случае должна быть подтверждена специализированной научно-исследовательской организацией.
(п. 511 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

512. Стальные трубы для газопроводов следует предусматривать из спокойных углеродистых сталей 10 и 20, низколегированных сталей 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 09Г2С и коррозионно-стойкой стали 08Х18Н10Т, соответствующих обязательным для соблюдения требованиям ТНПА.

Марки углеродистых и низколегированных сталей должны выбираться в зависимости от рабочих параметров транспортируемого газа и расчетной температуры окружающего воздуха.

Стальные сварные трубы, применяемые для систем газоснабжения, должны пройти 100-процентный контроль заводского шва неразрушающими методами.
(п. 512 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

513. Детали, блоки, сборочные единицы трубопроводов, опоры и подвески для газопроводов на давление до 4,0 МПа следует применять в соответствии с техническими нормативными правовыми актами, содержащими требования к трубопроводам тепловых электростанций.

Для газопроводов на давление более 4,0 МПа следует применять детали и сборочные единицы из углеродистых сталей на давление не менее 6,4 МПа.

514. Трубопроводы газа, элементы и оборудование газопроводов должны рассчитываться на рабочее давление транспортируемого газа.

515. Проекты газопроводов I-а категории должны содержать требования контроля поперечных сварных соединений неразрушающими методами в объеме 100%.

516. Для компенсации температурных деформаций газопровода следует использовать самокомпенсацию за счет поворотов и изгибов его трассы или предусматривать установку специальных компенсирующих устройств (П-образных компенсаторов).

Применение сальниковых, линзовых и волнистых компенсаторов не допускается.

517. На всех газопроводах должна применяться только стальная арматура. Не допускается применение арматуры из ковкого и серого чугуна общего назначения и из цветных металлов.

Как правило, должна применяться безфланцевая (приварная) арматура.

Герметичность затворов арматуры для всех газопроводов должна обеспечивать отсутствие видимых утечек в течение времени испытания и соответствовать классу А согласно государственным стандартам. Арматура должна быть предназначена для газовой среды.

518. В целях автоматизации управления процессом запорная арматура в системе газоснабжения должна применяться с дистанционно управляемыми приводами (электрическими, пневматическими).

Питание электромагнита ПЗК на постоянном или переменном токе выбирается исходя из технико-экономического обоснования. Питание постоянным током должно осуществляться от шин аккумуляторной батареи или от батареи предварительно заряженных конденсаторов при условии оснащения схемы управления устройством непрерывного контроля исправности цепей. Питание переменным током должно осуществляться от двух независимых источников при условии установки блока непрерывного питания. Время закрытия ПЗК не должно превышать 1 секунды.

Запорная арматура должна оснащаться электроприводом и иметь ручное управление.

519. Электроприводы к арматуре должны применяться на основе классификации категорий взрывоопасных зон, категорий и групп взрывоопасных смесей.

При установке на открытом воздухе арматуру с электроприводом разрешается применять в пределах расчетных температур наружного воздуха, указываемых в технических паспортах на электроприводы. Электрооборудование запорной арматуры, устанавливаемой на открытом воздухе, должно иметь соответствующее этим условиям исполнение и быть защищено от атмосферных осадков.

520. Устанавливаемая на газопроводах арматура должна быть легкодоступна для управления, обслуживания и ремонта.

521. Арматуру следует располагать на участках газопроводов с минимальными значениями изгибающих и крутящих напряжений.

Арматура массой более 500 кг должна располагаться на горизонтальных участках газопроводов, при

этом необходимо предусматривать для нее специальные опоры или подвески.

522. Трубопроводы, как правило, должны иметь сварные неразъемные соединения.

Фланцевые соединения допускаются только в местах установки арматуры или подсоединения трубопроводов к аппаратам, а также на тех участках, где по условиям технологии требуется периодическая разборка для проведения чистки и ремонта трубопроводов.

Фланцевые соединения должны размещаться в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения, обслуживания, разборки, ремонта и монтажа.

523. Для удобства установки заглушек на газопроводах в проекте должны предусматриваться фланцевые соединения для установки поворотной или листовой заглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой.

Допускается установка заглушек во фланцевом соединении.

524. Пространство в пределах 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений газопроводов следует относить к взрывоопасным зонам.

525. Во взрывоопасных зонах должны устанавливаться взрывозащищенные электрические машины, аппараты и приборы в исполнении "повышенной надежности против взрыва" со степенью защиты оболочки не ниже 1Р54.

526. Стационарные светильники, устанавливаемые в зонах В-1а и В-1г, должны иметь исполнение "повышенной надежности против взрыва", переносные светильники в зоне В-1а должны быть взрывобезопасными, в зоне В-1г - "повышенной надежности против взрыва".

527. Защита от статического электричества и устройство молниезащиты ППГ должны выполняться в соответствии с техническими нормативными правовыми актами, содержащими требования по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

528. Площадка ППГ должна иметь наружное электроосвещение. Светильники должны быть размещены либо на специально предусмотренных опорах, либо на опорах молниеприемников. Управление освещением следует предусматривать ручным с распределительного щита, расположенного в здании или в одном из контейнеров ППГ.

529. Электрические КИП, устанавливаемые во взрывоопасных помещениях и наружных установках, должны иметь взрывозащищенное исполнение.

530. Системы отопления и вентиляции помещений в зданиях и сооружениях газоснабжения, а также главного корпуса с ГТУ, работающими на природном газе, следует проектировать в соответствии с требованиями действующих технических нормативных правовых актов и настоящих Правил.

531. Температура воздуха в производственных помещениях, где располагается газовое оборудование, с временным пребыванием обслуживающего персонала должна быть:

в холодный период года - не ниже минимального значения, указанного в паспортах изготовителя (не ниже 5 °С при пребывании работающих не более 15 минут и не ниже 10 °С при пребывании работающих не более 2 часов);

в теплый период года - не выше максимального значения, указанного в паспорте изготовителя (не более 40 °С при пребывании работающих не более 15 минут).

532. При расчете систем отопления для обеспечения в помещениях допустимой температуры следует учитывать потери тепла через ограждающие конструкции и расход тепла на нагревание приточного воздуха (при проектировании вентиляции с естественным побуждением). Прокладка трубопроводов систем отопления должна предусматриваться открытой, все соединения трубопроводов должны быть сварными, арматура должна быть вынесена из взрывоопасной зоны.

Все соединения трубопроводов в пределах помещений компрессоров, помещений электродвигателей, помещений газотурбинных двигателей должны быть сварными, арматура должна быть вынесена из взрывоопасной зоны.

533. В помещениях ППГ и ДКС следует предусматривать общеобменную вентиляцию с естественным побуждением в размере не менее трехкратного воздухообмена в 1 час. Системы вентиляции с механическим побуждением или смешанные системы вентиляции следует проектировать при невозможности обеспечения расчетных параметров воздуха за счет вентиляции с естественным побуждением.

В помещениях ДКС следует предусматривать аварийную вентиляцию с механическим побуждением в дополнение к общеобменной из верхней зоны, в объеме восьмикратного обмена в 1 час.

534. Системы аварийной вентиляции должны включаться автоматически при срабатывании установленных в помещениях газоанализаторов при достижении 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени.

535. В помещениях главного корпуса, в которых расположены газовые турбины, следует предусматривать общеобменную приточно-вытяжную вентиляцию с механическим или естественным побуждением в зависимости от принятой схемы вентиляции, но не менее трехкратного воздухообмена в час в пределах каждого энергетического блока. Принятая система организации воздухообмена должна исключать возможность образования застойных зон в пределах площадок и помещений.

536. Помещения машинного зала, котельного отделения следует оборудовать отоплением, обеспечивающим в период монтажа и ремонта оборудования температуру внутреннего воздуха не ниже 10 °С. Тепловую производительность системы отопления предусматривать на возмещение 100% потерь тепла и подогрев наружного воздуха, поступающего за счет инфильтрации в машинном отделении - в количестве 0,4-кратного воздухообмена помещения, в котельном отделении - 0,7-кратного воздухообмена помещения в час.

537. Возведение (монтаж) и приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов ТЭС с ГТУ и ПГУ должны осуществляться в соответствии с действующим законодательством с учетом требований настоящих Правил.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

Дефекты и недоделки, допущенные в ходе монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе испытаний, должны быть устранены монтажными организациями и организациями-изготовителями до начала комплексного опробования.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

538. На период комплексного опробования оборудования должно быть организовано круглосуточное дежурство персонала станции, монтажной и наладочной организаций для наблюдения за состоянием технологического оборудования и принятия мер по своевременному устранению неисправностей и утечек газа.

Персонал станции должен быть проинструктирован о возможных неполадках и способах их устранения, а также обеспечен необходимыми схемами и инструкциями, средствами защиты и спецодеждой, необходимыми приборами и оборудованием.

539. Комплексное опробование ГТУ считается проведенным при непрерывной, без отказов, работе основного оборудования в течение 72 часов на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами газа; успешном проведении 10 автоматических пусков; проверке соответствия вибрационных характеристик агрегата действующим нормам; проверке эффективности работы системы автоматического регулирования и двукратном опробовании всех защит при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

540. При эксплуатации систем газоснабжения ТЭС с ГТУ и ПГУ по графикам, утвержденным техническим руководителем, должны выполняться:

осмотр технического состояния оборудования (обход);

проверка параметров срабатывания ПСК и ПЗК, установленных на ППГ;

проверка работоспособности ПЗК, включенных в схемы защит и блокировок ГТУ и ПТУ;

контроль загазованности воздуха в помещениях ППГ, котельном и машинном залах, а также в помещениях, в которых размещены блоки системы газоснабжения;

проверка действия автоматических сигнализаторов загазованности воздуха в помещениях ГРП, машинном зале и котельной;

проверка срабатывания устройств технологической защиты, блокировок и действия сигнализации;

очистка фильтров;

проверка плотности фланцевых, резьбовых и сварных соединений газопроводов и сальниковых набивок арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

включение и отключение газопроводов и газового оборудования в режимы резерва, ремонта и консервации;

техническое обслуживание;

текущий ремонт;

проведение режимно-наладочных работ на газоиспользующем оборудовании с пересмотром режимных карт;

техническое обследование, техническое диагностирование газопроводов и газового оборудования;
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

капитальный ремонт.

541. Технологическое оборудование, средства контроля, управления, сигнализации, связи должны подвергаться внешнему осмотру со следующей периодичностью:

технологическое оборудование, трубопроводная арматура, электрооборудование, средства защиты, технологические трубопроводы - перед началом смены и в течение смены не реже чем через 2 часа;

средства контроля, управления, исполнительные механизмы, средства сигнализации и связи - не реже 1 раза в сутки;

вентиляционные системы - перед началом смены;

технические средства противопожарной защиты, связи и оповещения о пожаре, первичные средства пожаротушения - перед началом смены.

542. Техническое обслуживание газопроводов и газового оборудования ППГ должно проводиться не реже одного раза в 6 месяцев.

Внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ должны подвергаться техническому обслуживанию не реже 1 раза в месяц и текущему ремонту - не реже 1 раза в год. Периодичность капитальных ремонтов устанавливается с учетом фактического состояния оборудования.

Текущий ремонт дожимающих компрессоров, предохранительной запорной и регулирующей арматуры с гарантированным сроком эксплуатации производится в соответствии с эксплуатационной документацией организации-изготовителя.

543. Техническое обслуживание должно проводиться в составе не менее трех человек, под руководством мастера, с оформлением наряда-допуска на производство газоопасных работ.

544. Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт газопроводов, арматуры и технологического оборудования должны производиться в соответствии с требованиями настоящих Правил, инструкций организаций-изготовителей по монтажу и эксплуатации оборудования, а также технических нормативных правовых актов, учитывающих условия и требования эксплуатации тепловых электрических станций, обеспечивающих их промышленную безопасность.

545. До начала выполнения работ по техническому обслуживанию должен быть проведен контроль воздуха рабочих зон помещений (ППГ, машинного зала, котельной) на загазованность с отметкой результатов анализа в наряде-допуске.

546. При техническом обслуживании ППГ должны выполняться:

проверка хода запорной арматуры и герметичности, герметичности ПСК с помощью приборов или мыльной эмульсии;

проверка плотности мест прохода сочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами;

проверка плотности всех соединений газопроводов и арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

осмотр и при необходимости очистка фильтров;

проверка сочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами, устранение люфтов и других механических неисправностей рычажной передачи;

продувка импульсных линий приборов средств измерения, предохранительных запорных и регулирующих клапанов;

проверка наличия и качества смазки редукторов запорных и регулирующих устройств;

проверка параметров настройки ПСК;

смазка трущихся частей и подтягивание (при необходимости) сальников арматуры.

547. При техническом обслуживании внутренних газопроводов ГТУ и котлов-утилизаторов должны выполняться:

проверка плотности всех соединений газопроводов, газового оборудования и газовой аппаратуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

осмотр арматуры с ее очисткой (при необходимости);

проверка сочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами, устранение люфтов и других механических неисправностей рычажной передачи;

смазка трущихся частей и подтягивание (при необходимости) сальников арматуры;

продувка импульсных линий средств измерений.

548. В производственной зоне ППГ должны ежесменно осматриваться технологическое оборудование, газопроводы, арматура, электрооборудование, вентиляционные системы, средства измерений, противоаварийные защиты, блокировки и сигнализации, выявленные неисправности - своевременно устраняться.

Включение в работу технологического оборудования без предварительного внешнего осмотра (обхода) не допускается.

549. Параметры настройки регуляторов в ППГ должны соответствовать значениям рабочего давления газа, указанным в паспортных характеристиках ГТУ.

Колебания давления газа на выходе допускаются в пределах 10% от рабочего давления.

550. ПСК должны быть настроены на параметры, обеспечивающие начало их открывания при превышении величины максимального рабочего давления на выходе из ППГ не более чем на 15%.

При настройке параметров срабатывания ПСК не должно изменяться рабочее давление газа после регулирующих клапанов на выходе из ППГ.

551. При эксплуатации ППГ должны выполняться:

осмотр технического состояния (обход) в сроки, устанавливаемые производственной инструкцией, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации;

проверка параметров срабатывания предохранительно-запорных и сбросных клапанов - не реже 1 раза в 3 месяца, а также по окончании ремонта оборудования;

техническое обслуживание - не реже 1 раза в 6 месяцев;

текущий ремонт - не реже 1 раза в год, если изготовители газового оборудования не устанавливают иных сроков ремонта;

капитальный ремонт - при замене оборудования, средств измерений, ремонте здания, систем отопления, вентиляции, освещения, на основании дефектных ведомостей, составленных по результатам осмотров и текущих ремонтов.

552. Режим настройки и проверки параметров срабатывания предохранительных клапанов не должен приводить к изменению рабочего давления газа после регулятора.

553. Работающие дожимающие компрессоры должны находиться под постоянным надзором. Эксплуатация компрессоров с отключенными или вышедшими из строя автоматикой, аварийной вентиляцией, блокировкой и вентиляторами вытяжных систем запрещается.

554. Дожимающие компрессоры подлежат аварийной остановке в случаях:

утечек газа;

неисправности отключающих устройств;

вибрации, посторонних шумов и стуков;

выхода из строя подшипников и уплотнения;

изменения допустимых параметров масла и воды;

выхода из строя электропривода пусковой аппаратуры;

неисправности механических передач и приводов;

повышения или понижения нормируемого давления газа во входном и выходном патрубках.

555. Контроль загазованности в помещениях ППГ должен проводиться стационарными сигнализаторами загазованности, сблокированными с системой принудительной вентиляции, которая должна срабатывать при опасной концентрации газа в воздухе помещения.

При обнаружении опасной концентрации газа в воздухе помещения необходимо выявить причину и принять незамедлительные меры по устранению утечки газа.

556. Газопроводы, подводящие газ к агрегатам, при пуске газа должны продуваться транспортируемым газом до вытеснения всего воздуха в соответствии с требованиями настоящих Правил.

Продувка должна проводиться через продувочные газопроводы в места, предусмотренные проектом.

557. Пуск газовой турбины может осуществляться:

из холодного состояния, при температуре металла корпуса турбины менее 150 °С, после монтажа или ремонта;

из неостывшего состояния, при температуре металла корпуса турбины 150 - 250 °С;

из горячего состояния, при температуре металла корпуса турбины выше 250 °С.

Скорость повышения температуры газов в проточной части, частоты вращения и набора нагрузки при пуске из каждого теплового состояния не должны превышать значений, заданных организацией-изготовителем.

558. Пуск ГТУ и ПГУ должен производиться с полностью открытыми к дымовой трубе шиберами. Переключение шиберов, розжиг горелок котла-утилизатора допускается только после выхода газовой турбины на "холостой ход".

559. Камеры сгорания и газо-воздушные тракты ГТУ или ПГУ, включая газоходы, котел-утилизатор, перед розжигом горелочных устройств газовой турбины должны быть провентилированы (проветрены) при вращении ротора пусковым устройством, обеспечивающим расход воздуха не менее 50% от номинального.

После каждой неудачной попытки пуска газовой турбины зажигание топлива без предварительной вентиляции газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ запрещается.

Продолжительность вентиляции должна быть в зависимости от компоновки тракта и типов газовой турбины, котла-утилизатора, пускового устройства рассчитана проектной организацией и указана в программе запуска (розжига), а также внесена в инструкцию по эксплуатации.

Запорная арматура на газопроводе перед горелочным устройством должна открываться после окончания вентиляции газо-воздушного тракта и включения защитного запального устройства.

560. Если при розжиге пламенных труб (газовых горелок) камеры сгорания газовой турбины или в процессе регулирования произошел отрыв, проскок или погасание пламени, подача газа на газовую горелку и ее запальное устройство должна быть немедленно прекращена.

К повторному розжигу разрешается приступить после вентиляции камер сгорания и газо-воздушных трактов ГТУ или ПГУ в течение времени, указанного в производственной инструкции, а также устранения причин неполадок.

561. Стопорные и регулирующие топливные клапаны газовой турбины должны быть плотными. Клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при работе газовой турбины в базовом режиме.

562. Проверка герметичности затвора стопорного, предохранительного запорного клапанов газовой турбины должна производиться после капитального и текущего ремонта, перед каждым пуском ГТУ.

563. Пуском ГТУ должен руководить начальник смены, а после ремонта, проведения регламентных работ - начальник цеха или его заместитель.

564. Перед пуском ГТУ после ремонта или простоя в резерве свыше 3 суток должны быть проверены исправность и готовность к включению средств технологической защиты и автоматики, блокировок вспомогательного оборудования, масляной системы, резервных и аварийных маслонасосов, контрольно-измерительных приборов и средств оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

565. Пуск ГТУ не допускается в случаях:

неисправности или отключения хотя бы одной из защит;

наличия дефектов системы регулирования, которые могут привести к превышению допустимой температуры газов или разгону турбины;

неисправности одного из масляных насосов или системы их автоматического включения;

отклонения от норм качества масла, а также при температуре масла ниже установленного предела;

отклонения от норм качества топлива, а также при температуре или давлении топлива ниже или выше установленных пределов;

утечки газообразного топлива;

отклонения контрольных показателей теплового или механического состояния ГТУ от допустимых значений.

566. Пуск ГТУ после аварийного останова или сбоя при предыдущем пуске, если причины этих отказов не устранены, не допускается.

567. Пуск ГТУ должен быть немедленно прекращен действием защит или персоналом в случаях:

нарушения установленной последовательности пусковых операций;

превышения температуры газов выше допустимой по графику пуска;

повышения нагрузки пускового устройства выше допустимой;

не предусмотренного инструкцией снижения частоты вращения разворачиваемого вала после отключения пускового устройства;

помпажных явлений в компрессорах ГТУ.

568. ГТУ должна быть немедленно отключена действием защит или персоналом в случаях:

недопустимого повышения температуры газов перед газовой турбиной;

повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела;

обнаружения трещин или разрыва масло- или газопроводов;

недопустимого осевого сдвига, недопустимых относительных перемещений роторов компрессоров и турбин;

недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня в масляном баке, а также недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или температуры любой из колодок упорного подшипника;

прослушивания металлических звуков (скрежета, стуков), необычных шумов внутри турбомашин и аппаратов газовой турбины;

возрастания вибрации подшипников опор выше допустимых значений;

появления искр или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или генератора;

воспламенения масла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;

взрыва (хлопка) в камерах сгорания газовой турбины, в котле-утилизаторе или газоходах;

погасания факела в камерах сгорания;

недопустимого понижения давления жидкого или газообразного топлива перед стопорным клапаном газовой турбины;

закрытого положения заслонки на дымовой трубе котла-утилизатора или повышения давления газов на входе в котел-утилизатор;

исчезновения напряжения на устройствах регулирования и автоматизации или на всех КИП;

отключения турбогенератора вследствие внутреннего повреждения;

возникновения помпажа компрессоров или недопустимого приближения к границе помпажа;

недопустимого изменения давления воздуха за компрессорами;

загорания отложений на поверхностях нагрева котлов-утилизаторов.

Одновременно с отключением газовой турбины действием защиты или персоналом должен быть отключен генератор.

569. ГТУ должна быть разгружена и остановлена по решению технического руководителя электростанции в случаях:

нарушения нормального режима эксплуатации газовой турбины или нормальной работы вспомогательного оборудования, при появлении сигналов предупредительной сигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без останова;

заедания стопорных, регулирующих и противопомпажных клапанов;

обледенения воздухозаборного устройства, если не удается устранить обледенение при работе ГТУ под нагрузкой;

недопустимого повышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, камер сгорания, переходных трубопроводов, если понизить эту температуру изменением режима работы ГТУ не удается;

недопустимого увеличения неравномерности измеряемых температур газов;

недопустимого повышения температуры воздуха перед компрессорами высокого давления, а также в случаях нарушения нормального водоснабжения;

неисправности защит, влияющих на обеспечение взрывобезопасности;

неисправности оперативных контрольно-измерительных приборов.

570. При аварийном останове ГТУ или ПГУ с котлом-утилизатором необходимо:

прекратить подачу топлива в камеру сгорания газовой турбины закрытием стопорного клапана, ПЗК и других запорных устройств на газопроводах газовой турбины и котлов-утилизаторов;

открыть продувочные газопроводы и трубопроводы безопасности на отключенных газопроводах газовой турбины и котлов-утилизаторов;

отключить паровую турбину и генератор, предусмотренные в составе ПГУ.

571. После отключения ГТУ и ПГУ должна быть обеспечена эффективная вентиляция трактов и там, где это предусмотрено, произведена продувка горелок воздухом или инертным газом.

По окончании вентиляции должны быть перекрыты всасывающий и (или) выхлопной тракты. Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остывании ГТУ должны быть указаны в инструкции по эксплуатации.

572. Запорная арматура на продувочных газопроводах и газопроводах безопасности после отключения ГТУ должна постоянно находиться в открытом положении.

573. Перед ремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом камер сгорания или газоходов газовое оборудование и запальные трубопроводы должны отключаться от действующих газопроводов с установкой заглушки после запорной арматуры.

574. Запрещается приступать к вскрытию турбин, камеры сгорания, стопорного и регулирующих клапанов, не убедившись в том, что запорные устройства на подводе газа к газовой турбине закрыты, на газопроводах установлены заглушки, газопроводы освобождены от газа, арматура на продувочных газопроводах открыта.

575. После окончания ремонта на газопроводах и газовом оборудовании необходимо провести испытания их на прочность и герметичность.

576. Автоматическое управление элементами системы газоснабжения ГТУ и ПГУ должно предусматривать возможность дистанционного управления с МЩУ и центрального щита управления (с соответствующим переключением при выборе места управления) и ручного управления по месту.

577. Выполнение блокировок и защит на останов ГТУ и ПГУ и перевод их на работу с пониженной нагрузкой должно осуществляться в соответствии с техническими условиями организации-изготовителя.

578. В системе газоснабжения газовой турбины, работающей в составе ГТУ или ПГУ с котлами-утилизаторами и теплообменными аппаратами, должно быть обеспечено измерение:

общего расхода газа на ТЭС;

расхода газа на каждую ГТУ или ПГУ;

давления газа на входе в ППГ;

температуры газа на входе в ППГ;

перепада давления газа на каждом фильтре;

давления газа на входе в узел стабилизации давления и выходе из него;

давления газа на выходе из каждой редуцирующей нитки УСД (ГРП);

давления газа до и после каждого дожимающего компрессора (ступени);

уровня жидкости в аппарате блоков очистки газа;

загазованности воздуха в помещениях ППГ, в застойных зонах машинного зала, где размещены ГТУ, и помещениях, в которых установлены котлы-утилизаторы или теплообменные аппараты;

давления газа перед стопорным клапаном и за регулирующим клапаном газовой турбины, а также за регулирующим клапаном и перед горелками котла-утилизатора;

содержания кислорода в газоходе за котлом-утилизатором;

температуры газа на выходе из последней ступени компрессора;

температуры подшипников электродвигателей дожимающих компрессоров;

температуры подшипников дожимающего компрессора;

температуры газа на выходе из каждого охладителя газа (при его наличии);

температуры и давления масла в системе маслообеспечения дожимающих компрессоров;

температуры и давления охлаждающей жидкости на входе в систему охлаждения газа и выходе из нее;

мощности, потребляемой дожимающими компрессорами;

давления газа за компрессором;

давления воздуха перед каждой горелкой котла-утилизатора (при наличии дутьевых вентиляторов);

частоты вращения пускового устройства ГТУ;

частоты вращения стартера ГТУ.

579. В системе газоснабжения ГПА должно быть обеспечено измерение:

общего расхода газа на ТЭС;

расхода газа на каждый ГПА;

давления газа перед каждым ГПА;

давления газа на входе в ГРП и выходе из ГРП;

давления газа до и после каждого фильтра;

температуры газа на входе в ГРП;

перепада давления газа на каждом фильтре;

давления газа на выходе из каждой редуцирующей нитки ГРП.

580. В системе газоснабжения ГТУ и ПГУ предусматривается технологическая сигнализация:

о повышении и понижении давления газа перед блоком очистки;

о повышении и понижении давления газа до и после ППГ;

о повышении и понижении давления газа в газопроводе перед стопорным клапаном газовой турбины;

о повышении концентрации загазованности воздуха в помещениях ППГ, машинного зала, котельной, блоках систем газоснабжения, примыкающих к зданию ГТУ;

о включении аварийной вентиляции в помещениях установки дожимающих компрессоров;

о повышении температуры охлаждающей воды и масла на каждом дожимающем компрессоре;

о повышении температуры подшипников электродвигателя дожимающего компрессора;

о повышении температуры подшипников дожимающего компрессора;

о повышении температуры воздуха в блок-контейнере запорной арматуры газовой турбины;

о повышении температуры воздуха в блок-контейнере компрессорного агрегата;

о понижении уровня масла в масляной системе дожимающего компрессора;

о повышении уровня жидкости в аппаратах блоков очистки газа;

о повышении температуры газа до и после дожимающего компрессора;

о срабатывании системы автоматического пожаротушения в помещениях ППГ;

о повышении концентраций загазованности и содержания окиси углерода в воздухе машинного зала и котельной;

о повышении вибрации ротора дожимающего компрессора;

о наличии факела на пламенных трубах камеры сгорания газовой турбины;

о наличии факела на горелке котла-утилизатора;

о наличии факела на запальных устройствах газовой турбины;

о наличии факела (общего) на всех горелках котла-утилизатора;

о срабатывании технологических защит.

581. В системе газоснабжения ГПА предусматривается технологическая сигнализация:

о повышении и понижении давления газа перед блоком очистки;

о повышении и понижении давления газа до и после ГРП;

о повышении и понижении давления газа в газопроводе перед стопорным клапаном ГПА;

о повышении концентраций загазованности и содержания окиси углерода в воздухе помещений ГРП, машинного зала и котельной.

о срабатывании технологических защит.

582. В ППГ системы газоснабжения предусматриваются следующие технологические защиты:

срабатывание ПСК при повышении давления газа выше установленного значения на выходе из ППГ и после каждого дожимающего компрессора;

отключение электродвигателей дожимающих компрессоров при понижении давления охлаждающей воды и масла ниже установленного значения и повышении температуры охлаждающей воды и масла выше установленного значения;

включение аварийной вентиляции при достижении концентрации загазованности воздуха в помещениях ППГ 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени.

583. В ППГ системы газоснабжения предусматриваются технологические блокировки:

включение резервной нитки редуцирования (поставленной на автоматический ввод резерва) в случае понижения давления газа на выходе из блока редуцирования ниже установленного значения;

включение резервной нитки редуцирования и отключение рабочей нитки в случае повышения давления газа на выходе из блока редуцирования выше установленного значения.

При наличии дистанционного или автоматического управления оборудованием и арматурой с разных щитов должна предусматриваться блокировка, исключающая возможность одновременного их включения.

584. Для предотвращения взрывоопасных ситуаций ГТУ и ПГУ с котлами-утилизаторами должны

оснащаться технологическими защитами, действующими на отключение газовой турбины при:

недопустимом понижении давления газа перед стопорным клапаном газовой турбины;

погасании или невоспламенении факела пламенных труб камеры сгорания;

недопустимом изменении давления воздуха за компрессорами;

возникновении помпажа компрессоров;

срабатывании технологической защиты котла-утилизатора, требующем прекращение поступления в котел-утилизатор выхлопных горячих газов после газовой турбины.

При срабатывании защиты должны производиться одновременное закрытие стопорных клапанов (ПЗК), запорной арматуры на запальных газопроводах, газопроводах подвода газа к турбине, открытие запорной арматуры на продувочных газопроводах и трубопроводах безопасности, открытие дренажных и антипомпажных клапанов, отключение генератора от сети и другие противоаварийные мероприятия, предусмотренные инструкцией по эксплуатации ГТУ.

585. Технологические защиты, блокировки и сигнализация, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на которых они установлены. Ввод технологических защит должен производиться автоматически.

586. Вывод из работы технологических защит, обеспечивающих взрывобезопасность, на работающем оборудовании запрещается.

Вывод из работы других технологических защит, а также технологических блокировок и сигнализации на работающем оборудовании разрешается только в дневное время и не более одной защиты, блокировки или сигнализации одновременно в случаях:

очевидной неисправности или отказа;

периодической проверки согласно графику, утвержденному техническим руководителем.

Отключение должно выполняться по письменному распоряжению начальника смены в оперативном журнале с обязательным уведомлением технического руководителя ТЭС.

587. Проведение ремонтных и наладочных работ устройств защит, блокировок и сигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска запрещается.

При ремонте агрегатов и компрессоров должны устанавливаться заглушки на отводах после отключающих устройств.

588. Работы по регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийных защит и сигнализации в условиях загазованности запрещаются.

589. Обход надземных газопроводов должен проводиться не реже 1 раза в месяц в пределах станции, вне пределов станции - не реже 1 раза в квартал. Выявленные неисправности должны устраняться.

590. Эксплуатация и периодичность обхода трасс подземных стальных газопроводов в пределах станции должна осуществляться в соответствии с требованиями настоящих Правил в зависимости от технического состояния газопровода, но не реже периодичности, указанной в приложении 13.

ГЛАВА 24
ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

591. Все здания и сооружения на газораспределительных сетях и объектах газопотребления должны соответствовать требованиям технических нормативных правовых актов и иметь технический паспорт.

По истечении установленного срока службы здания или сооружения должны проходить обследование с целью установления возможности дальнейшей их эксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращения эксплуатации.

592. Обследование зданий и целостности строительных конструкций (трещин, обнажение арматуры, просадки фундамента, снижения несущих способностей перекрытий, разрушение кровли и других) должно производиться перед реконструкцией объекта или изменением функционального назначения здания или сооружения, а также после аварии (взрыв или пожар).

593. На входных дверях зданий и сооружений, а также производственных помещений должны быть нанесены обозначения категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности и классы взрывоопасности зон.

ГЛАВА 25
ГАЗООПАСНЫЕ РАБОТЫ

594. К газоопасным работам относятся:

594.1. присоединение (врезка) вновь построенных газопроводов к действующим;

594.2. пуск газа в газопроводы и другие объекты газораспределительной системы и газопотребления при вводе в эксплуатацию, после их ремонта и расконсервации, а также производство наладочных работ и ввод в эксплуатацию ГНС, ГНП, АГЗС и резервуаров СУГ;

594.3. техническое обслуживание и ремонт действующих внутренних и наружных газопроводов (кроме обхода), газооборудования ГРП, ШРП и ГРУ, газоиспользующих установок, оборудования насосно-компрессорных и наполнительных отделений, сливных эстакад ГНС, ГНП, АГЗС, резервуаров и цистерн СУГ;

594.4. удаление закупорок, установка и снятие заглушек на действующих газопроводах, а также отсоединение от газопроводов агрегатов, оборудования и отдельных узлов;

594.5. отключение от действующей сети и продувка газопроводов, консервация и расконсервация газопроводов и оборудования сезонного действия;

594.6. слив газа из железнодорожных и автомобильных цистерн, заполнение СУГ резервуаров на ГНС, ГНП, АГЗС и резервуарных установок, баллонов на ГНС, ГНП, автоцистерн, слив неиспарившихся остатков газа из баллонов и резервуаров, слив газа из переполненных баллонов, дегазация баллонов и резервуаров, замена запорной арматуры на баллонах СУГ;

594.7. ремонт, осмотр и проветривание колодцев, проверка и откачка конденсата из конденсатосборников;

594.8. подготовка и проведение технического освидетельствования баллонов и резервуаров СУГ;

594.9. раскопка грунта в местах утечки газа до ее устранения;

594.10. все виды ремонта, связанные с выполнением огневых (сварочных) работ на действующих газопроводах, ГРП, ШРП, ГРУ, ГНС, ГНП, АГЗС СУГ;

594.11. заправка газобаллонных автотранспортных средств;

594.12. установка газовых счетчиков в газифицированных домах.

595. Газоопасные работы должны выполняться под руководством руководителя или специалиста, за исключением присоединения или отсоединения без применения сварки отдельных газовых приборов и аппаратов, ввода в эксплуатацию индивидуальных баллонных установок, снятия и установки бытовых газовых счетчиков, проведения ремонтных работ без применения сварки и газовой резки на газопроводах низкого давления диаметром не более 50 мм, демонтажа газопроводов диаметром не более 50 мм,

наполнения СУГ резервуаров и баллонов в процессе эксплуатации, осмотра, ремонта и проветривания колодцев, проверки и удаления воды и конденсата из конденсатосборников, слива неиспарившихся остатков СУГ из резервуаров и баллонов, заправки газобаллонных автомашин, а также технического обслуживания внутренних газопроводов и газоиспользующих установок, в том числе ГНС, ГНП, АГЗС СУГ, установок СУГ, газовых приборов и аппаратов, технического освидетельствования и дегазации баллонов СУГ, замены запорной арматуры на баллонах СУГ.

596. В каждой организации разрабатываются и утверждаются техническим руководителем:

перечень газоопасных работ, проводимых с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска;

инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ.

Газоопасные работы должны выполняться бригадой в составе не менее двух рабочих.

597. Работы, указанные в перечне газоопасных работ, проводимых без наряда-допуска, выполняются без руководства специалистами по утвержденным для каждого вида работ технологическим инструкциям с соблюдением требований по охране труда.

Периодически повторяющиеся работы, указанные в перечне газоопасных работ, проводимых с оформлением наряда-допуска, выполняемые в аналогичных условиях, как правило, постоянным составом работающих, могут проводиться без оформления наряда-допуска по утвержденным для каждого вида работ технологическим инструкциям с соблюдением требований по охране труда. К таким относятся работы, перечисленные в подпунктах 594.7 и 594.11 пункта 594 настоящих Правил, техническое обслуживание газопроводов и газового оборудования общественных зданий без отключения газа, техническое обслуживание запорной арматуры и компенсаторов, повторный слив из железнодорожных и автомобильных цистерн, повторное наполнение сжиженными газами резервуаров, автоцистерн и баллонов, слив газа из баллонов, работы на промышленных печах и агрегатах, являющиеся неотъемлемой частью технологического процесса. Указанные работы, кроме наполнения баллонов и автоцистерн, слива газа из автоцистерн и баллонов и заправки газобаллонных автомашин, технического освидетельствования и дегазации баллонов СУГ, замены запорной арматуры на баллонах СУГ, снятия и установки бытовых газовых счетчиков, должны регистрироваться в журнале учета газоопасных работ, проводимых без оформления наряда-допуска на производство газоопасных работ по форме согласно приложению 25. Журнал должен быть прошнурован, страницы в нем должны быть пронумерованы.
(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

598. Ремонтные работы в колодцах, тоннелях, траншеях и котлованах глубиной более 1 м, в коллекторах и резервуарах должны производиться бригадой не менее чем из трех рабочих.

599. Техническое обслуживание газового оборудования организаций бытового обслуживания населения непроизводственного характера, административных и общественных зданий, заправка газобаллонных автомашин, повторное наполнение автоцистерн и слив газа из баллонов, техническое освидетельствование и дегазация баллонов СУГ, замена запорной арматуры на баллонах СУГ могут выполняться одним рабочим.

600. На проведение газоопасных работ выдается наряд-допуск по форме согласно приложению 26. При необходимости проведения газоопасных работ с выполнением огневых и сварочных работ следует дополнительно учитывать требования пожарной безопасности с выдачей наряда-допуска по форме согласно приложению 27.

Содержание нарядов-допусков на производство газоопасных работ может дополняться в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов, в том числе регламентирующих работу ТЭС, с учетом специфики проводимых работ.

Заполнение наряда-допуска карандашом, исправления в тексте не допускаются.

601. Лица, имеющие право выдачи нарядов-допусков, определяются приказом по организации,

выполняющей газоопасные работы, из числа руководителей и специалистов, прошедших подготовку и проверку знаний в соответствии с требованиями настоящих Правил.
(часть первая п. 601 в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

Лица, допущенные к руководству и выполнению газоопасных работ, назначаются приказом по организации, которая выдает наряд-допуск.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

602. Пуск газа в газопроводы городов и населенных пунктов, в газопроводы высокого давления; работы по присоединению газопроводов высокого и среднего давления; ремонтные работы в ГРП, ПГРП, ШРП и ГРУ, в производственной зоне ГНС, АГЗС СУГ, ГНП с применением сварки и газовой резки; техническое освидетельствование резервуаров СУГ; ремонтные работы на действующих газопроводах среднего и высокого давлений (под газом) с применением сварки и газовой резки; снижение и восстановление давления газа в газопроводах среднего и высокого давлений, связанные с отключением потребителей; отключение и последующее включение подачи газа на объект; первичное заполнение резервуаров сжиженным газом на ГНС, АГЗС, ГНП проводятся по специальному плану, утвержденному техническим руководителем газоснабжающей организации.

Присоединение газопроводов-вводов высокого и среднего давления и пуск газа в них, выполняемые без снижения давления газа в распределительном газопроводе с применением специальных приспособлений, обеспечивающих надежность и безопасность работ, допускается производить без специального плана по наряду-допуску.

603. В специальном плане указываются:

последовательность проведения операций;

расстановка работников;

техническое оснащение;

мероприятия, обеспечивающие безопасность проведения операций;

лица, ответственные за проведение газоопасных работ (отдельно на каждом участке работы) и за общее руководство и координацию действий.

604. Каждому ответственному лицу выдается отдельный наряд-допуск на проведение газоопасной работы в соответствии с планом работ.

605. К плану работ и наряду-допуску прилагаются исполнительный чертеж или выкопировка из него с указанием места и характера производимой работы. Перед началом газоопасных работ лицо, ответственное за их проведение, должно проверить соответствие исполнительного чертежа или выкопировки фактическому расположению объекта на месте.

606. Ответственный за проведение газоопасной работы обязан:

проверить готовность объекта к выполнению работ;

проверить наличие и исправность средств индивидуальной защиты, инструмента и приспособлений, их соответствие характеру выполняемых работ;

ознакомить исполнителей с условиями и технологией выполнения газоопасной работы, провести целевой инструктаж по охране труда;

контролировать выполнение исполнителями мероприятий, предусмотренных в наряде-допуске и инструкциях;

обеспечивать последовательность и режим выполнения газоопасной работы;

проводить анализ состояния воздуха рабочей зоны перед началом и в период проведения работ;

при возникновении опасности и ухудшении состояния здоровья исполнителей принимать меры по прекращению газоопасных работ и эвакуации исполнителей по мере необходимости.

607. Работы по локализации и ликвидации аварий проводятся без наряда-допуска до устранения прямой угрозы жизни людей и повреждения материальных ценностей. После устранения угрозы работы по приведению газопроводов и газового оборудования в технически исправное состояние должны проводиться по наряду-допуску.

В случае, когда авария от начала до конца ликвидируется аварийной службой, составление наряда-допуска не требуется.

608. Наряды-допуски на газоопасные работы должны выдаваться заблаговременно для проведения необходимой подготовки к работе. В наряде-допуске указываются срок его действия, время начала и окончания работы. При невозможности окончить работу в установленный срок наряд-допуск на газоопасные работы подлежит продлению лицом, выдавшим его.

Наряды-допуски должны регистрироваться в специальном журнале по форме согласно приложению 28.

Ответственный за проведение газоопасных работ, получая наряд-допуск и возвращая его по окончании работы, обязан расписываться в журнале.

609. Наряды-допуски должны храниться не менее одного года. Наряды-допуски, выдаваемые на первичный пуск газа, врезку в действующий газопровод, производство ремонтных работ на подземных газопроводах с применением сварки, хранятся постоянно в исполнительно-технической документации на данный объект.

610. Если газоопасные работы, выполняемые по наряду-допуску, проводятся более одного дня, ответственный за их выполнение обязан ежедневно докладывать о ходе работ лицу, выдавшему наряд-допуск на эту работу.

611. Командированному персоналу наряды-допуски на газоопасные работы выдаются на весь срок командировки. Производство работ контролируется лицом, назначенным организацией, проводящей работы.

612. Перед началом газоопасной работы ответственный за ее проведение обязан проинструктировать всех рабочих о необходимых мерах безопасности. После этого каждый рабочий, получивший инструктаж, должен расписаться в наряде-допуске.

613. В процессе проведения газоопасной работы все распоряжения должны даваться лицом, ответственным за работу. Другие должностные лица и руководители, присутствующие при проведении работы, могут давать указания рабочим только через ответственного за проведение данной работы.

614. Газоопасные работы должны выполняться, как правило, в дневное время. Работы по локализации и ликвидации аварий выполняются в любое время в присутствии и под непосредственным руководством специалиста или руководителя. При производстве работ в ночное время необходимо обеспечить достаточное освещение места производства работ.

615. Присоединение к действующим вновь построенных газопроводов и газопотребляющих объектов, не принятых рабочей комиссией, запрещается.

616. Перед пуском газа на объектах, принятых комиссией, но не введенных в эксплуатацию в течение 6 месяцев со дня последнего испытания, должны быть проведены повторные испытания на герметичность газопроводов, проверена работа установок электрохимической защиты, состояние дымоотводящих и вентиляционных систем, комплектность и исправность газового оборудования, арматуры, средств измерений и автоматизации.

617. Все газопроводы и газооборудование перед их присоединением к действующим газопроводам, а также после ремонта должны подвергаться внешнему осмотру и контрольной опрессовке бригадой, производящей пуск газа.

618. Контрольная опрессовка выполняется воздухом или инертными газами.

619. Наружные газопроводы всех давлений подлежат контрольной опрессовке давлением 0,02 МПа. Падение давления не должно превышать 0,0001 МПа за 1 час.

Если участки наружных газопроводов низкого давления отключены гидрозатворами, то контрольная опрессовка таких газопроводов может проводиться давлением 0,004 МПа. Падение давления не должно превышать 0,000 05 МПа за 10 минут.

620. Контрольная опрессовка внутренних газопроводов промышленных, сельскохозяйственных и других организаций, котельных, а также оборудования и газопроводов ГРП, ШРП и ГРУ должна производиться давлением 0,01 МПа. Падение давления не должно превышать 0,0006 МПа за 1 час.

621. Резервуары СУГ, газопроводы обвязки резервуарных установок, резервуаров АГЗС, групповых баллонных установок, внутренние газопроводы и оборудование ГНС и ГНП должны испытываться давлением 0,3 МПа в течение 1 часа. Результаты контрольной опрессовки считаются положительными при отсутствии видимого падения давления по манометру и утечек, определяемых с помощью мыльной эмульсии.

622. Результаты контрольной опрессовки должны записываться в нарядах-допусках на выполнение газоопасных работ.

623. Давление воздуха в присоединяемых газопроводах должно сохраняться до начала работ по их присоединению или пуску газа.

624. Если осмотренные и подвергшиеся контрольной опрессовке газопроводы не были заполнены газом, то при возобновлении работ по пуску газа они должны быть повторно осмотрены и опрессованы.

625. При ремонтных работах в загазованной среде или в местах, где возможен выход газа, должны применяться инструменты с покрытием из цветного металла, исключающие возможность искрообразования.

Применение инструментов из черного металла допускается только в исключительных случаях. Рабочая часть инструментов из черного металла должна обильно смазываться солидолом или аналогичной смазкой.

В загазованной среде могут использоваться электрические приборы и инструменты только во взрывозащищенном исполнении. Запрещается использование мобильных телефонов.

626. Рабочие и специалисты, выполняющие газоопасную работу в колодце, резервуаре, в помещениях ГРП, ГНС, ГНП и АГЗС, должны быть в обуви без стальных подковок и гвоздей.

627. При выполнении газоопасных работ должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не выше 12 В или аккумуляторные лампы, соответствующие по исполнению категории и группе взрывной смеси.

628. В туннелях, коллекторах, технических подпольях, ГРП и на территории ГНС, АГЗС, ГНП не допускается проведение сварки и газовой резки на действующих газопроводах без отключения и продувки их инертным газом. При отключении газопроводов после запорных устройств должны устанавливаться заглушки.

629. В газовых колодцах сварка и резка, а также замена арматуры, компенсаторов и изолирующих фланцев допускаются только после полного снятия перекрытий.

630. Перед началом сварки или газовой резки в колодцах, котлованах и коллекторах должна

проводиться проверка воздуха на загазованность. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20% нижнего предела воспламеняемости. Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах.

В течение всего времени проведения сварочных работ на газопроводах СУГ колодцы и котлованы должны вентилироваться путем нагнетания воздуха вентилятором или компрессором. Пределы воспламеняемости некоторых горючих газов принимаются согласно приложению 29.

631. Газовая резка и сварка на действующих газопроводах при присоединении к ним газопроводов и ремонте в целях обеспечения бесперебойной подачи газа потребителям газа должны проводиться при давлении газа 0,0006 - 0,0015 МПа. Наличие указанного давления должно проверяться в течение всего времени выполнения работы.
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

При снижении давления ниже 0,0006 МПа и повышении его свыше 0,0015 МПа резку или сварку следует прекратить.

При использовании специальных приспособлений, обеспечивающих безопасность и качественное выполнение работ, допускается производить присоединение газопроводов без снижения давления.

Для контроля за давлением в месте проведения работ должен устанавливаться манометр или использоваться манометр, размещенный на расстоянии не более 100 м от места проведения работ.

632. При производстве работ по установке дополнительного оборудования на действующих внутренних газопроводах сварку и резку следует производить на отключенных участках, которые должны быть продуты воздухом или инертным газом.

633. Снижение давления газа в действующем газопроводе при выполнении работ по присоединению к нему новых газопроводов должно производиться при помощи отключающих устройств или регуляторов давления.

Во избежание повышения давления газа на этом участке газопровода следует использовать имеющиеся конденсатосборники, гидрозатворы, а при необходимости (до начала работ по присоединению) устанавливать сбросной трубопровод с отключающим устройством для сброса газа, который должен по возможности сжигаться.

634. Способ присоединения газопровода к действующему газопроводу должен определяться газоснабжающей организацией или организацией, выполняющей ее функции.

635. Присоединение газопроводов без снижения давления следует производить по специальным технологическим инструкциям, разрабатываемым газоснабжающей организацией в соответствии с типовыми инструкциями, в которых должны быть предусмотрены методы контроля качества сварных соединений.

636. Проверка герметичности газопроводов, арматуры и приборов огнем запрещается.

637. Пребывание посторонних лиц, а также курение в местах проведения газоопасных работ и применение источников открытого огня запрещаются.

Котлованы и колодцы при проведении в них работ должны ограждаться. Котлованы должны иметь размеры, удобные для проведения работ и размещения необходимого инструмента, материалов и оборудования. Вблизи места работ должен вывешиваться или выставляться предупредительный знак "Газ. Огнеопасно".

638. При газовой резке или сварочных работах на действующих газопроводах во избежание образования большого пламени места выхода газа должны замазываться шамотной глиной с асбестовой крошкой.

639. Удаление заглушек, установленных на ответвлениях к потребителям, а также на вводах в

отдельные здания, производится по указанию лица, руководящего работами по пуску газа, после осмотра и опрессовки газопроводов в соответствии с пунктами 618 - 622 настоящих Правил.

640. Пуск газа в газопровод, если не проверены путем осмотра его целостность, исправность газового оборудования и не проведена контрольная опрессовка, запрещается.

641. Газопроводы при пуске газа должны продуваться газом до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки определяется путем анализа или сжигания отбираемых проб.

Объемная доля кислорода в пробе газа не должна превышать 1%, а сгорание газа должно происходить спокойно, без хлопков.

Газопроводы при освобождении от газа должны продуваться воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа. Окончание продувки определяется анализом. Остаточная объемная доля газа в продувочном воздухе не должна превышать 20% нижнего предела воспламеняемости газа.

При продувке газопроводов запрещается выпускать газовоздушную смесь в помещения, лестничные клетки, а также в дымоходы, вентиляционные каналы и тому подобное. Помещения, в которых ведется продувка газопроводов, должны проветриваться.

Газовоздушная смесь при продувках газопроводов должна выпускаться в местах, где исключена возможность попадания ее в здания, а также воспламенения от какого-либо источника огня.

642. Отключаемые при сносе зданий, демонтаже газового оборудования участки газопроводов должны обрезаться, освобождаться от газа и завариваться наглухо в местах, не влияющих на производство последующих строительных работ, с указанием размеров оставшегося отвода в эксплуатационной документации и маршрутной карте.

643. В загазованных колодцах, коллекторах и помещениях, а также вне помещений в загазованной атмосфере ремонтные работы должны производиться без применения открытого огня (сварка, газовая резка).

644. При внутреннем осмотре и ремонте котлы или другие газифицированные агрегаты должны отключаться от газопровода с помощью заглушек.

Работа в топке котла или агрегата разрешается только после ее проветривания и проверки на загазованность.

645. Для спуска рабочих в колодцы, не имеющие скоб, котлованы, а также в резервуары должны применяться переносные металлические лестницы с приспособлениями для их закрепления у края колодца, котлована, люка резервуара.

646. В колодцах и котлованах с неотключенным газопроводом разрешается одновременное нахождение не более двух человек, при этом работы должны выполняться ими в спасательных поясах, а в случае возможного выхода газа - в противогазах.

На поверхности земли с наветренной стороны, а также у люка резервуара должны быть два человека, которые обязаны держать концы страховочных канатов (веревок) от предохранительных лямочных поясов (страховочных привязей) рабочих, находящихся внутри перечисленных сооружений, вести непрерывное наблюдение за ними и заборными патрубками шланговых противогазов, не допускать к месту работы посторонних лиц.

При отсутствии зрительной связи между работающим и наблюдающим должна быть установлена система подачи условных сигналов или радиотелефонная связь.

647. Вскрытие и замена установленного на наружных и внутренних газопроводах оборудования (арматуры, фильтров, счетчиков и другого) должны производиться на отключенном участке газопровода. На отключающих устройствах должны устанавливаться заглушки.

648. Заглушки, устанавливаемые на газопроводах, должны соответствовать максимальному давлению газа в газопроводе. Они должны иметь хвостовики, выступающие за пределы фланцев. На хвостовиках заглушек должно быть выбито клеймо с указанием давления газа и диаметра газопровода.

649. Набивка сальников запорной арматуры, разборка резьбовых соединений конденсатосборников на наружных газопроводах среднего и высокого давления допускаются при давлении газа не более 0,1 МПа.

650. Замена прокладок фланцевых соединений на наружных газопроводах допускается при давлении газа в газопроводе 0,0006 - 0,0015 МПа.

651. Разборка фланцевых, резьбовых соединений и арматуры на внутренних газопроводах любого давления должна производиться на отключенном и заглушенном участке газопровода.

652. При ремонтных работах на газопроводах и оборудовании в загазованных помещениях снаружи должен находиться человек, наблюдающий за работающими в помещении, который обязан также следить за тем, чтобы вблизи не было источников огня. Наружные двери загазованного помещения должны быть постоянно открыты.

653. Перед началом ремонтных работ на подземных газопроводах, связанных с разъединением газопровода (замена задвижек, снятие и установка заглушек, прокладок и тому подобное), необходимо отключить имеющуюся электрозащиту и установить на разъединяемых участках газопровода перемычку (если нет стационарно установленных перемычек) с целью предотвращения искрообразования.

654. Устранение в газопроводах ледяных, смоляных, нафталиновых и других закупорок путем шуровки (металлическими шомполами), заливки растворителей или подачи пара разрешается при давлении газа в газопроводе не более 0,005 МПа. Применение открытого огня для отогрева газопроводов запрещается.

655. При устранении закупорок в газопроводах должны приниматься меры, максимально уменьшающие выход газа из газопровода. Работы должны проводиться в шланговых противогазах. Выпуск газа в помещение запрещается.

656. При прочистке газопроводов потребители должны быть предупреждены о необходимости отключения газовых приборов до окончания работ.

657. Резьбовые и фланцевые соединения, которые разбирались для устранения закупорок в газопроводе, после сборки должны проверяться на герметичность газоанализатором, искателем газа или мыльной эмульсией.

658. Работники, занятые газоопасными работами, должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты в порядке, определенном Инструкцией о порядке обеспечения работников средствами индивидуальной защиты, утвержденной постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 30 декабря 2008 г. N 209 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2009 г., N 68, 8/20390).

Обеспеченность средствами индивидуальной защиты и исправность их проверяются при выдаче наряда-допуска на газоопасные работы. При организации рабочего места руководитель работ обязан обеспечить возможность быстрого вывода рабочих из опасной зоны.

659. При работе в загазованной среде должны применяться изолирующие противогазы.

Применение фильтрующих противогазов не допускается. Необходимость наличия противогазов у работников при выполнении ими работ определяется нарядом-допуском на эти работы.

660. Заборные патрубки изолирующих шланговых противогазов при работе должны располагаться с наветренной стороны от места выделения газа и закрепляться. При отсутствии принудительной подачи воздуха вентилятором длина шланга не должна превышать 15 м. Шланг не должен иметь резких перегибов

и чем-либо защемляться.

Продолжительность работы в противогазе без перерыва не должна превышать 30 минут, а время отдыха не менее 15 минут.

661. Для работ на высоте должна применяться страховочная привязь (пояс предохранительный лямочный).

Страховочные привязи (пояса предохранительные лямочные) должны соответствовать требованиям технического регламента Таможенного союза "О безопасности средств индивидуальной защиты" (ТР ТС 019/2011), утвержденного Решением Комиссии Таможенного союза от 9 декабря 2011 г. N 878, и других технических нормативных правовых актов.

Испытания страховочных привязей (поясов предохранительных лямочных) проводятся в установленном порядке.

662. Перед выдачей страховочных привязей (поясов предохранительных лямочных), карабинов и веревок должен производиться их наружный осмотр. Каждые пояс и веревка должны иметь инвентарный номер.

Страховочная привязь (пояс предохранительный лямочный), подвергшаяся динамическому рывку, должна быть изъята из эксплуатации.

ГЛАВА 26
ЛОКАЛИЗАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ ИНЦИДЕНТОВ И АВАРИЙ

663. Для локализации и ликвидации инцидентов и аварий на объектах газораспределительной системы и газопотребления газоснабжающими организациями должны создаваться специализированные подразделения (службы аварийно-восстановительных работ, аварийно-диспетчерские службы, аварийные посты) с круглосуточным режимом работы, включая выходные и праздничные дни.

664. Структура (количество аварийных бригад), численность, материально-техническое оснащение специализированных подразделений, место их дислокации, а также оснащение их технической и оперативно-эксплуатационной документацией определяются газоснабжающей организацией с учетом требований технических нормативных правовых актов.

665. Действия аварийных бригад специализированных подразделений газоснабжающих организаций и их взаимодействие со службами различных ведомств (подразделениями по чрезвычайным ситуациям, экстренной медицинской помощи, милиции, организаций, эксплуатирующих инженерные коммуникации, и других) должны определяться планом предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций согласно постановлению Совета Министров Республики Беларусь от 10 апреля 2001 г. N 495 "О государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций" (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2001 г., N 40, 5/5713) и разработанными на его основе планами локализации и ликвидации инцидентов и аварий на объектах газораспределительной системы и газопотребления.

Ответственность за составление планов локализации и ликвидации инцидентов и аварий на объектах газораспределительной системы и газопотребления, своевременность внесения в них дополнений и изменений, пересмотр и переутверждение их (не реже 1 раза в три года) несет технический руководитель газоснабжающей организации. В случае изменений в порядке взаимодействия, структуре взаимодействующих служб корректировка указанных планов производится незамедлительно.

666. В каждой газоснабжающей организации с аварийными бригадами специализированных подразделений должны проводиться тренировочные занятия по планам локализации и ликвидации инцидентов и аварий по каждой конкретной ситуации для каждой бригады не реже 1 раза в 6 месяцев с последующей оценкой действий персонала.

Тренировочные занятия должны проводиться в условиях, максимально приближенных к реальным.

Проведенные занятия должны регистрироваться в журнале проведения теоретических и практических (тренировочных) занятий по форме согласно приложению 30.

667. Все извещения об инцидентах и авариях, поступившие в специализированное подразделение по телефону и по каналам средств телемеханики, должны регистрироваться в специальном журнале в соответствии с отраслевыми формами документов первичной учетной документации. В журнале отмечаются время поступления извещения, адрес, фамилия заявителя, работа телемеханики в аварийной ситуации, время выезда и прибытия на место аварийной бригады, характер повреждения, а также перечисляются выполненные работы.

В специализированных подразделениях газоснабжающих организаций телефонные извещения должны автоматически записываться. Срок хранения информации должен быть не менее 3 суток. Информация с записями сообщений об инцидентах и авариях, и несчастных случаях должна храниться до окончания расследования.

668. При получении извещения диспетчер обязан проинструктировать заявителя о принятии необходимых мер безопасности.

669. В основу организации работ по реагированию на извещения должно быть положено требование о прибытии аварийной бригады специализированного подразделения на аварийный объект в предельно короткий срок, установленный приказом по газоснабжающей организации для каждого филиала исходя из местных условий. Аварийная бригада должна выехать к месту инцидента и (или) аварии в течение 5 минут с момента поступления извещения.

670. Аварийная бригада должна выезжать на специальной аварийной автомашине, оборудованной радиостанцией, сиреной, проблесковым маячком и укомплектованной инструментом, материалами, приборами контроля, оснасткой и приспособлениями для своевременной локализации инцидентов и аварий и их последствий. При выезде для локализации и ликвидации инцидентов и аварий на наружных газопроводах аварийная бригада должна иметь планшеты и необходимую исполнительно-техническую документацию (планы газопровода с привязками, схемы сварных стыков).

671. Ответственность за своевременное прибытие аварийной бригады на место аварии и выполнение работ в соответствии с планом локализации и ликвидации инцидентов и аварий несет ее руководитель.

672. Организации, эксплуатирующие объекты газораспределительной системы и газопотребления, при возникновении чрезвычайной ситуации, ликвидация которой требует привлечения подразделений по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь и (или) специализированных подразделений газоснабжающих организаций, должны принять меры по их своевременному вызову.

Организации, эксплуатирующие объекты газораспределительной системы и газопотребления и имеющие газовую службу, аварийные работы выполняют собственными силами и средствами в соответствии с планом предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, определяющим порядок взаимодействия служб различных ведомств, с учетом требований пункта 665 настоящих Правил.
(в ред. постановления МЧС от 10.03.2015 N 3)

По извещениям организаций, имеющих собственную газовую службу, специализированные подразделения газоснабжающих организаций должны оказывать им практическую и методическую помощь по локализации и ликвидации инцидентов и аварий согласно заключенному договору.

673. При выявлении объемной доли газа в подвалах, туннелях, коллекторах, подъездах, помещениях первых этажей зданий более 1% для природного газа или 0,4% для СУГ, при взрыве газа, при возгорании газифицированного объекта, здания, помещения, при пожаре в охранной зоне объектов газораспределительной системы немедленно должны быть приняты меры по отключению газопроводов от системы газоснабжения, а также по отключению электроэнергии и эвакуации людей из опасной зоны.

674. На поврежденный газопровод (для временного устранения утечки газа) разрешается накладывать бандаж, хомут, обеспечивающие его герметичность, с обязательным ежедневным осмотром наружного газопровода и контролем места временного устранения утечки до проведения ремонта.

Засыпка подземных газопроводов с наложенными на них бандажами и хомутами запрещается.

Продолжительность эксплуатации внутреннего газопровода с бандажом, хомутом не должна превышать одной смены.

675. Восстановительные работы на поврежденных в результате инцидентов и (или) аварий объектах газораспределительной системы после ликвидации инцидента и (или) аварии могут осуществляться в плановом порядке соответствующими эксплуатационными службами газоснабжающих организаций с оформлением акта и регистрацией его в эксплуатационном паспорте.

676. При механических повреждениях стальных подземных газопроводов со смещением их относительно основного положения как по горизонтали, так и по вертикали одновременно с проведением работ по устранению утечек газа должны вскрываться и проверяться радиографическим методом стыки - по одному ближайшему стыку в обе стороны от места повреждения. При обнаружении в них разрывов и трещин, вызванных повреждением газопровода, должен вскрываться и проверяться радиографическим методом следующий стык.

В случае выявления непровара, шлаковых включений, пор производится ремонт сварного стыка.

В случае выявления непровара, скопления пор и других дефектов стыков, не допускаемых техническими нормативными правовыми актами, сварные стыки, ближайшие к месту механического повреждения газопровода, должны быть подвергнуты дополнительной проверке качества радиографическим методом.

677. Сварные стыки и участки труб стальных и полиэтиленовых газопроводов, имеющие дефекты и повреждения, должны вырезаться и заменяться вваркой прямых участков трубы (катушек) длиной не менее 500 мм.

Вновь сваренные стыки стальных газопроводов подвергаются радиографическим методам контроля.

Узлы неразъемных соединений и соединительные детали, не обеспечивающие герметичность, должны вырезаться и заменяться новыми.

Допускается ремонтировать полиэтиленовые газопроводы вваркой соединений "полиэтилен-сталь", рассчитанных на рабочее давление в газопроводе.

РАЗДЕЛ IV
ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Исключен с 1 июля 2017 года. - Постановление МЧС от 30.05.2017 N 22.

Приложение 1
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

_____

(наименование организации)

ФОРМУЛЯР СВАРЩИКА

Фамилия, собственное имя,

отчество (если таковое имеется) _____
Личный шифр (клеймо) _____
Год присвоения квалификации _____
К какому виду сварки допущен _____
Номер удостоверения (диплома) и наименование организации, выдавшей документ
_____

Отметки о продлении срока действия документа

Удостоверение (диплом) N			
Действительно по (указать дату и год)			

Личная подпись сварщика _____
Результаты периодической аттестации согласно протоколу N _____ от "____" _____ 20__ г.
Оценка теоретических знаний _____
Оценка по практическим испытаниям _____
Заключение комиссии _____

Карточка контроля качества сварки

Месяц, год	Диаметр и толщина стенки свариваемых труб	Расчетное давление в газопроводе	Число сваренных стыков	Число контролируемых стыков					
				Неразрушающие методы контроля			Механические испытания		По нера
				нормативное	удвоенное	100%-й контроль	нормативное	удвоенное	при нормати числе сты
Январь									
Февраль									
Март									
Апрель									
Май									
Июнь									
Июль									
Август									
Сентябрь									
Октябрь									
Ноябрь									
Декабрь									

Примечание. Карточка контроля качества сварки составляется ежегодно и заполняется ежемесячно.

Лицо, ответственное за ведение формуляра _____
(должность, фамилия, инициалы, подпись)

Приложение 2
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

НОРМЫ КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СТЫКОВ ГАЗОПРОВОДОВ ФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Газопроводы		Число стыков, подлежащих контролю, от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на каждом объекте, %
1	Надземные и внутренние газопроводы природного газа и СУГ диаметром менее 50 мм всех давлений; надземные и внутренние газопроводы природного газа (включая ГРП, ГРУ) диаметром 50 мм и более давлением до 0,005 МПа включительно	Не подлежат контролю
2	Наружные и внутренние газопроводы СУГ всех давлений (за исключением указанных в позиции 1)	100
3	Наружные надземные и внутренние газопроводы природного газа давлением свыше 0,005 до 1,2 МПа включительно	5, но не менее одного стыка
4	Подземные газопроводы природного газа давлением: до 0,005 МПа включительно (за исключением указанных в позиции 12); свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно (за исключением указанных в позиции 13); свыше 0,3 до 1,2 МПа включительно (за исключением указанных в позиции 13)	 10, но не менее одного стыка 50, но не менее одного стыка 100
5	Подземные газопроводы всех давлений, прокладываемые под проезжей частью улиц с усовершенствованными капитальными покрытиями (цементобетонные и железобетонные, асфальтобетонные на прочных основаниях, брусчатые мостовые на основаниях, укрепленных вяжущими материалами), а также на переходах через водные преграды	100

	и во всех случаях прокладки газопроводов в футлярах (в пределах перехода и на расстоянии 5 м в обе стороны от края пересекаемого сооружения, а для железных дорог общей сети - не менее 50 м в обе стороны от края земляного полотна)	
6	Подземные газопроводы всех давлений при пересечении коммуникационных коллекторов, тоннелей, каналов (в пределах пересечений и на расстоянии не менее 5 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений)	100
7	Надземные газопроводы всех давлений, подвешенные к мостам, и в пределах переходов через естественные преграды	100
8	Газопроводы всех давлений, прокладываемые во внутриквартальных коммуникационных коллекторах	100
9	Наружные газопроводы всех давлений, прокладываемые в районах с сейсмичностью свыше 7 баллов и на подрабатываемых территориях	100
10	Подземные газопроводы всех давлений, прокладываемые на расстоянии до 3 м от коммуникационных коллекторов и каналов (в том числе и каналов тепловой сети)	100
11	Подземные вводы на расстоянии от фундаментов здания: до 2 м - для газопроводов давлением до 0,005 МПа; до 4 м - для газопроводов давлением свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно; до 7 м - для газопроводов давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа включительно; до 10 м - для газопроводов давлением свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно	 100 100 100 100
12	Подземные газопроводы природного газа давлением до 0,005 МПа включительно, прокладываемые в сильно- и среднепучинистых и просадочных грунтах, а также на расстоянии до 4 м от общественных зданий с массовым скоплением людей и жилых зданий высотой более 5 этажей	25, но не менее одного стыка
13	Подземные газопроводы природного газа давлением свыше 0,005 до 1,2 МПа включительно, прокладываемые вне населенных пунктов за пределами черты их перспективной застройки	20, но не менее одного стыка

Примечания:

1. Для проверки следует отбирать сварные стыки, имеющие худший внешний вид.

2. Нормы контроля по позиции 3 не распространяются на газопроводы, указанные в позициях 7 и 8; по позициям 4, 12 и 13 - на указанные в позициях 5 и 6; по позиции 13 - на указанные в позиции 9.

3. Нормы контроля не распространяются на угловые соединения труб газопроводов условным диаметром до 500 мм включительно и швы приварки к газопроводу фланцев и плоских заглушек.

4. Нормы контроля стыков подземных газопроводов не распространяются на надземные газопроводы.

5. Сварные стыки соединительных деталей газопроводов, изготовленные в условиях ЦЗЗ или ЦЗМ, подлежат контролю радиографическим методом.

Приложение 3
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановлений МЧС от 10.03.2015 N 3,
от 30.05.2017 N 22, от 23.02.2018 N 7)

Начальнику _____
(наименование структурного
_____
подразделения Госпромнадзора)

ЗАЯВЛЕНИЕ

Прошу зарегистрировать, перерегистрировать (нужное подчеркнуть) объект газораспределительной системы и газопотребления, подлежащий возведению (монтажу), ремонту и реконструкции, вводу в эксплуатацию, выводу из эксплуатации, консервации и (или) ликвидации_____
(наименование объекта
_____
строительства, шифр проекта, адрес объекта)
Проектная документация разработана _____
(наименование организации,
_____
номер и срок действия лицензии)
Заключение государственной экспертизы _____
(орган государственной экспертизы,
_____
номер и дата заключения)
Строительно-монтажные работы будет выполнять _____
(наименование организации,
_____
номер и срок действия лицензии)
Технический надзор будет осуществлять _____
(фамилия, инициалы,
_____
номер и дата выдачи удостоверения)
Начало работ _____
К заявлению прилагаются: _____
(перечень документов,
_____
необходимых для осуществления административной процедуры)

Руководитель организации _____ _____
(подпись) (фамилия, инициалы)

Примечания:

При принятии решения о приостановлении, консервации или расконсервации объекта строительства заказчику необходимо проинформировать Госпромнадзор письменным сообщением в трехдневный срок, при выявлении нарушений - немедленно.

При перерегистрации объекта строительства в заявлении указывается причина перерегистрации, а также дата и номер ранее зарегистрированного объекта строительства.

Заявление оформляется на бланке организации с указанием полного и сокращенного наименования заявителя - юридического лица или индивидуального предпринимателя, адреса, телефона/факса, а также даты и исходящего номера заявления.

Приложение 4
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

АКТ
приемки в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления

от ____ _____ 20____ г.

Рабочая комиссия, назначенная _____
(наименование организации,
_____
фамилия, инициалы, должность представителя юридического лица,
_____
назначившего рабочую комиссию)
решением (приказом, постановлением) N _____ от ____ _____ 20____ г.
из представителей:
заказчика, собственника (председатель комиссии) _____
(наименование организации,
_____
фамилия, инициалы, должность)
генерального подрядчика (подрядчика) _____
(наименование организации,
_____
фамилия, инициалы, должность)
генерального проектировщика (проектировщика) _____
(наименование организации,
_____
фамилия, инициалы, должность)
газоснабжающей организации _____
(наименование организации,

_____
(фамилия, инициалы, должность)
Госпромнадзора _____
(фамилия, инициалы, должность)
_____

Установила:
1. Застройщиком (заказчиком, заказчиком с участием генподрядчика (подрядчика)), подрядчиком _____
(наименование организации)
_____
предъявлен к приемке в эксплуатацию объект _____
(наименование объекта,
_____
вид строительства (новое, реконструкция))
_____
в объеме _____
по адресу: _____
(область, район, населенный пункт,
_____
микрорайон, квартал, улица, номер дома, корпуса)
2. Объект строительства зарегистрирован в Госпромнадзоре __ _____ 20__ г. за N _____
3. Строительство осуществлено генеральным подрядчиком (подрядчиком) _____
_____
(наименование организации)
выполнившим _____
(виды работ)
_____
и субподрядными организациями _____
(наименование организации,
_____
виды работ, выполненные каждой организацией)
4. Проектная документация разработана генеральным проектировщиком (проектировщиком) _____
(наименование организации)
_____
выполнившим _____
(наименование частей и (или) разделов документации)
и субподрядными организациями _____
(наименование организации)
_____
выполнившими _____
(наименование частей и (или) разделов документации)
5. Исходные данные для проектирования выданы _____
(наименование организации,
_____
тематика исходных данных)
6. Строительство осуществлялось по проектной документации _____
(название и
_____
номер проекта)
7. Строительно-монтажные работы осуществлены в сроки:
начало работ: _____ окончание работ: _____
(месяц, год) (месяц, год)
8. Рабочей комиссии представлена документация согласно реестру, который является обязательным приложением к настоящему акту.

9. Предъявленный к приемке в эксплуатацию объект имеет следующие показатели:
9.1. ГРП, ГРУ, ШРП, КРД:

Тип/организация-изготовитель		
Количество линий редуцирования		
Регуляторы давления (тип)		

9.2. Газопроводы:

Наименование показателя		Ед. изм.	Наружные диаметры, мм					
Протяженность газопровода	1. Наружные газопроводы							
	всего	м						
в том числе:	стальных	м						
	полиэтиленовых	м						
из них:	высокого давления I-а категории (свыше 1,2 МПа)	м						
	высокого давления I категории (до 1,2 МПа)	м						
	высокого давления II категории (до 0,6 МПа)	м						
	среднего давления (до 0,3 МПа)	м						
	низкого давления (до 0,005 МПа)	м						
	2. Внутренние газопроводы							
	высокого давления II категории (до 0,6 МПа)	м						
	среднего давления (до 0,3 МПа)	м						
	низкого давления (до 0,005 МПа)	м						

9.3. Резервуарные и групповые установки СУГ, АГЗС:

Объект (групповая резервуарная установка, АГЗС)	Число резервуаров, шт.	Емкость резервуаров, куб.м	Наземное или подземное исполнение	Тип и число регуляторов давления редукционных головок	Организация-изготовитель

9.4. Защита от коррозии:

Вид электрохимической защиты (дренажная, катодная, протекторная)	Тип защитной установки	Адрес установки

9.5. Оборудование объекта газопотребления:

Наименование	Тип, изготовитель	Кол-во, шт.	Номинальная тепловая мощность агрегата, МВт	Часовой расход газа, куб.м/ч	Наличие системы резервного топлива	Автоматика	Приборы учета
Газоиспользующее оборудование							
Пункт подготовки газа (УДС, ДКС, блоки редуцирования, очистки, осушки, подогрева и т.п.)							

Комиссия установила, что работы по монтажу объекта газораспределительной системы и газопотребления выполнены в соответствии с проектом, Правилами промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь и другими техническими нормативными правовыми актами в области промышленной безопасности.

Комиссия считает, что оборудование объекта готово к проведению пусконаладочных работ.

Начало пусконаладочных работ _____
(число, месяц, год)

Окончание пусконаладочных работ _____
(число, месяц, год)

Председатель рабочей комиссии _____
(подпись, фамилия, инициалы)

Члены рабочей комиссии: _____
(подпись, фамилия, инициалы)

_____
(подпись, фамилия, инициалы)

_____
(подпись, фамилия, инициалы)

Заключение рабочей комиссии:

1. Пусконаладочные работы выполнены в полном объеме в соответствии с проектом и паспортными данными на оборудование.
2. Предъявленный к приемке объект _____
(наименование, адрес объекта)

_____
считать принятым в эксплуатацию и переданным заказчику вместе с представленной исполнительной документацией.

Председатель рабочей комиссии _____
(подпись, фамилия, инициалы)

Члены рабочей комиссии: _____
(подпись, фамилия, инициалы)

_____
(подпись, фамилия, инициалы)

_____
(подпись, фамилия, инициалы)

Приложение 5
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ N _____

газопровода _____ давления

Газопровод в границах (адрес) _____
_____

Архивный номер исполнительно-технической документации _____
Наименование службы _____
Ответственный за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления

_____ _____
(фамилия, инициалы) (подпись)

2-я страница паспорта

Левая сторона разворота 2-й страницы паспорта

N п/п	Наименование объекта	Дата приемки объекта в эксплуатацию	Дата пуска газа	Материал труб	Протяженность газопровода и к							
					∅		∅		∅		∅	
					под-земный	над-земный	под-земный	над-земный	под-земный	над-земный	под-земный	над-земный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Правая сторона разворота 2-й страницы паспорта

Количество сооружений, шт.										Составил (должность, фамилия, инициалы, подпись)	Проверил (должность, фамилия, инициалы, подпись)
ГК	КМ	ГЗ	КС	КТ	АЗ	СКЗ	ПЗ	ИФС	КП		
26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37

3 - 50-я страницы паспорта

Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Место производства работ	Вид производимых работ	Ответственное лицо за производство работ (фамилия, инициалы, подпись)
1	2	3	4

Краткие указания по применению и заполнению эксплуатационного паспорта газопровода

Эксплуатационный паспорт на распределительные газопроводы высокого и среднего давлений составляется в пределах вводимого в эксплуатацию одного объекта.

Для внутриплощадочных газопроводов организаций указывается адрес объекта, а для распределительных газопроводов - населенный пункт, административный район (по улицам), квартал в границах улиц.

Паспорт на газопроводы низкого давления составляется в пределах одного, двух кварталов либо небольшого микрорайона с последующими дополнениями на вводимые газопроводы в новые построенные дома.

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником газопровода и (или) уполномоченным им лицом. Последующие записи в нем производит организация, осуществляющая техническое обслуживание газопровода, и проверяет руководитель соответствующей службы.

Каждому паспорту присваивается номер, который фиксируется на титульном листе паспорта. Также на титульном листе паспорта записываются архивный номер исполнительно-технической документации, фамилия, инициалы и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, а для газоснабжающей организации - архивный номер, наименование соответствующей службы, фамилия, инициалы и подпись мастера, принявшего газопровод на обслуживание.

По мере присоединения дополнительных объектов изменения вносятся в паспорт до указанной протяженности.

После приемки газопровода приемочной комиссией и ввода его в эксплуатацию на основании архивного экземпляра исполнительно-технической документации в паспорт вносятся следующие данные:

в графе 3 - дата приемки в эксплуатацию объекта;

в графе 4 - дата пуска газа в соответствии с нарядом-допуском на производство газоопасных работ;

в графе 5 - материал труб (сталь, полиэтилен);

в графах 6 - 23 - протяженность газопровода по виду прокладки (подземный или надземный) и количество задвижек (шаровых кранов) по диаметрам;

в графах 26 - 35 - количество сооружений на газопроводе, где ГК - газовый колодец, КМ - компенсатор, ГЗ - гидрозатвор, КС - конденсатосборник, КТ - контрольная трубка, АЗ - анодный заземлитель, СКЗ - станция катодной защиты, ПЗ - протекторная защита, ИФС - изолирующее фланцевое соединение, КП - контрольный проводник.

В разделе "Сведения о производимых работах" записываются сведения обо всех работах по ремонту газопровода (сооружений на нем), производимых в процессе эксплуатации газопровода, а именно: присоединение газопроводов, вводов, результаты технического приборного обследования, выполнение работ по устранению обнаруженных дефектов, ликвидации утечек, ремонту изоляции газопроводов и повторной проверке качества выполненных работ (не позднее чем через 7 дней).

Паспорт газопровода заполняется в одном экземпляре и хранится в архиве собственника газопровода и (или) уполномоченного им лица. С паспортом хранятся исполнительно-техническая документация (сводный план, профиль, сварочная схема), паспорта на установленную арматуру.

Приложение 6
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ
ГРП, ШРП, ГРУ N _____

Архивный номер исполнительно-технической документации _____

Адрес ГРП, ШРП, ГРУ:
город _____
улица _____ дом _____
Административный район _____

1. Наименование организации, выполнившей монтаж ГРП, ШРП, ГРУ (при блочном исполнении - организация-изготовитель) _____
2. Дата приемки ГРП, ШРП, ГРУ в эксплуатацию _____
3. Дата ввода ГРП, ШРП, ГРУ в эксплуатацию _____
4. Давление газа:
4.1. Давление газа на входе ____ МПа, обеспечивающее устойчивую работу в диапазоне от ____ МПа до ____ МПа.
4.2. Пределы настройки оборудования:

Наименование оборудования	Единица измерения	Основная линия редуцирования		Дополнительная линия редуцирования	
		максимальное давление	минимальное давление	максимальное давление	минимальное давление
Предохранительно-сбросные устройства					
Предохранительно-запорные устройства					

ГРП закольцован с ГРП N _____

5. Характеристика здания:
5.1. Материал пола _____
5.2. Система вентиляции _____
5.3. Система освещения _____
5.4. Система отопления _____
5.5. Система связи (телефон и др.) _____
5.6. Система телеуправления (телеизмерения) _____
5.7. Противопожарное оборудование _____
5.8. Молниезащита, заземление _____
5.9. Расстояние от ГРП, ШРП, ГРУ до наружного отключающего устройства:
а) на входе, м _____
б) на выходе, м _____

Оборотная сторона паспорта

6. Сведения об установленной арматуре:

Наименование	Тип/изготовитель	Диаметр условный	Количество
6.1. Задвижка на входе			
6.2. Фильтр			
6.3. Предохранительно-запорное устройство			
6.4. Регулятор давления			
6.5. Предохранительно-сбросное устройство			
6.6. Задвижка на выходе			
6.7. Задвижка байпаса			

7. Сведения о контрольно-измерительных приборах:

Вид измерения	Тип приборов		Предел измерения	Количество
Давление на входе	показывающий			
	регистрирующий			
Давление на выходе	показывающий			
	регистрирующий			
Температура в помещении	показывающий			
Учет расхода газа				

8. Сведения о закреплении ГРП (ГРУ) за мастерами:

Дата	На обслуживание ГРП принял: должность, фамилия, инициалы, подпись	Обслуживание передал: должность, фамилия, инициалы, подпись

Составил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт проверил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт составлен ____ _____ 20___ г.

3 - 50-я страницы паспорта

9. Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Характеристика производимых работ	Фамилия, инициалы лица, сделавшего запись, подпись
1	2	3

Краткие указания по применению и заполнению эксплуатационного паспорта ГРП, ШРП, ГРУ

Эксплуатационный паспорт оформляется для каждого вновь принятой в эксплуатацию ГРП, ШРП, ГРУ.

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником ГРП, ШРП, ГРУ и (или) уполномоченным им лицом. Последующие записи в нем производит организация, осуществляющая техническое обслуживание газопровода, и проверяет руководитель соответствующей службы.

Каждому паспорту присваивается номер, который фиксируется на титульном листе паспорта. Также на титульном листе паспорта записываются архивный номер исполнительно-технической документации, фамилия, инициалы и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, а для газоснабжающей организации - архивный номер, наименование соответствующей службы, фамилия, инициалы и подпись мастера, принявшего ГРП, ШРП, ГРУ на обслуживание, и проверяются руководителем соответствующей службы.

После приемки ГРП, ШРП, ГРУ приемочной комиссией и ввода их в эксплуатацию на основании архивного экземпляра исполнительно-технической документации в паспорт вносятся следующие данные:

в пункте 2 - дата приемки в эксплуатацию объекта;

в пункте 3 - дата производства пуска газа в ГРП, ШРП, ГРУ в соответствии с нарядом-допуском на производство газоопасных работ;

в пункте 4 - давление на входе в ГРП, ШРП, ГРУ и давление на выходе по линиям редуцирования, а также пределы настройки предохранительно-сбросных и предохранительно-запорных устройств;

в пункте 5 - полное описание конструкции здания ГРП, ШРП (блочного ГРП, ШРП);

в пункте 6 - наименование, тип, условный диаметр и количество установленной арматуры в ГРП, ШРП, ГРУ;

в пункте 7 - места установки, тип, предел измерения, количество установленных приборов в ГРП, ШРП, ГРУ;

в пункте 8 - сведения о закреплении ГРП, ШРП, ГРУ за производственными участками (мастерами). Производится регистрация закрепления ГРП, ШРП, ГРУ за мастерами.

в пункте 9 - результаты технического обслуживания оборудования ГРП, ШРП, ГРУ, а также ремонтов, связанных с заменой деталей и узлов оборудования.

Паспорт ГРП, ШРП, ГРУ заполняется в одном экземпляре и хранится в архиве собственника ГРП, ШРП, ГРУ и (или) уполномоченного им лица. С паспортом хранятся исполнительно-техническая документация, паспорта на установленную арматуру.

Приложение 7
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ
комбинированного регулятора давления типа _____

Архивный номер исполнительно-технической документации _____

1. Регулятор установлен _____
(указать способ установки)
по адресу: _____
2. Дата ввода в эксплуатацию _____
3. Сведения о комбинированном регуляторе давления:
диаметр условного прохода _____ мм;
пропускная способность _____ куб.м/ч;
максимальное входное давление _____ МПа.
4. Пределы настройки:
давление на входе _____ МПа
давление на выходе _____ МПа.

Паспорт составил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт проверил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт составлен ____ _____ 20___ г.

Оборотная сторона паспорта

5. Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Характеристика производимых работ	Фамилия, инициалы лица, проводившего работы, подпись
1	2	3

Краткие указания по применению и заполнению эксплуатационного паспорта комбинированного регулятора давления

Паспорт применяется для учета каждого вновь принятого в эксплуатацию КРД.

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником КРД и (или) уполномоченным им лицом. Последующие записи в нем производит организация, осуществляющая техническое обслуживание КРД, и проверяет руководитель соответствующей службы.

Каждому паспорту присваивается номер, который фиксируется на титульном листе паспорта. Также на титульном листе паспорта записываются архивный номер исполнительно-технической документации, фамилия, инициалы и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, а для газоснабжающей организации - архивный номер, наименование соответствующей службы, фамилия, инициалы и подпись мастера, принявшего КРД на обслуживание, и проверяются руководителем соответствующей службы.

После приемки КРД приемочной комиссией и ввода его в эксплуатацию на основании архивного экземпляра исполнительно-технической документации в паспорт вносятся следующие данные:

в пункте 1 - способ установки регулятора: на стене газифицируемого здания или на отдельно стоящей опоре;

в пункте 2 - дата производства пуска газа в соответствии с нарядом-допуском на производство газоопасных работ;

в пункте 3 - сведения о регуляторе давления: диаметр условного прохода, пропускная способность, максимальное входное давление;

в пункте 4 - пределы настройки регулятора давления;

в пункте 5 - сведения о техническом обслуживании и ремонте.

Эксплуатационный паспорт КРД заполняется в одном экземпляре и находится в соответствующей службе газоснабжающей организации либо в архиве собственника КРД и (или) уполномоченного им лица. С паспортом хранится исполнительно-техническая документация, паспорт на оборудование.

Приложение 8
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

_____

(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ

стационарной автомобильной газозаправочной станции N _____

Архивный номер исполнительно-технической документации _____

Адрес автомобильной газозаправочной станции (АГЗС):
город _____
улица _____ дом _____
Административный район _____

1. Дата приемки АГЗС в эксплуатацию _____
2. Дата ввода АГЗС в эксплуатацию (пуск газа) _____
3. Тип установки электрохимической защиты _____
4. Сопротивление контура заземления, Ом _____
5. Сведения о резервуарах:

Регистрационный номер резервуара	Дата изготовления	Организация-изготовитель	Заводской номер резервуара	Вместимость резервуара, куб.м	Разрешенное рабочее давление, МПа	Тип изоляции	Дата освидетельствования	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

6. Сведения об оборудовании, установленном на АГЗС (кроме резервуаров):

Наименование	Количество, шт.	Тип	Предел измерений	Класс точности	Давление настройки, МПа

2 - 5-я страницы паспорта

7. Сведения об оборудовании, установленном на резервуаре:

Наименование	Количество, шт.	Тип	Условный проход, мм	Условное давление, МПа	Давление настройки, МПа
Регистрационный номер резервуара _____					
7.1. Запорная арматура					
7.2. Предохранительные клапаны: запорные сбросные					
7.3. Устройства контроля наполнения резервуара					

8. Сведения о манометрах (показывающих), установленных:

Наименование	Количество, шт.	Тип	Предел измерений	Класс точности
на резервуаре регистрационный N _____				
на резервуаре регистрационный N _____				
на газопроводах АГЗС				

Паспорт составил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт проверил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт составлен ____ _____ 20__ г.

6 - 45-я страницы паспорта

9. Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Вид производимых работ	Ответственное лицо за производство работ

		должность, фамилия, инициалы	подпись
1	2	3	4

46 - 50 страница паспорта

10. Сведения о замере контура заземления:

Дата проведения измерений	Результаты измерения	Ответственное лицо за производство работ	
		должность, фамилия, инициалы	подпись
1	2	3	4

Краткие указания по применению и заполнению эксплуатационного паспорта АГЗС

Эксплуатационный паспорт оформляется для каждой вновь принятой в эксплуатацию АГЗС.

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником АГЗС и (или) уполномоченным им лицом. Последующие записи в нем производит организация, осуществляющая техническое обслуживание газового оборудования АГЗС, и проверяет руководитель соответствующей службы.

Каждому паспорту присваивается номер, который фиксируется на титульном листе паспорта. Также на титульном листе паспорта записываются архивный номер исполнительно-технической документации, фамилия, инициалы и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, а для газоснабжающей организации - архивный номер, наименование соответствующей службы, фамилия, инициалы и подпись мастера, принявшего АГЗС на обслуживание, и проверяются руководителем соответствующей службы.

После приемки АГЗС приемочной комиссией и ввода ее в эксплуатацию на основании архивного экземпляра исполнительно-технической документации в паспорт вносятся следующие данные:

в пункте 5: в графе 1 - регистрационный номер резервуара СУГ; в графе 2 - дата изготовления резервуара СУГ; в графе 3 - наименование организации - изготовителя резервуара; в графе 4 - заводской номер резервуара; в графе 5 - вместимость (объем) резервуара; в графах 8 и 9 - дата первичного и последующего освидетельствования резервуара;

в пункте 6 - сведения об арматуре, предохранительных устройствах и контрольно-измерительных приборах, установленных на газопроводах АГЗС (кроме резервуаров), а также топливораздаточных колонках, насосах;

в пункте 7 - сведения об оборудовании, установленном на резервуаре, заполняются на каждый резервуар;

в пункте 8 - сведения об установленных контрольно-измерительных приборах;

в пункте 9 записываются сведения о производимых плановых и внеплановых работах на АГЗС, где должны быть отражены дата и вид производимых работ: техническое обслуживание (за исключением осмотра технического состояния), текущий ремонт, освидетельствование резервуаров, внеплановый ремонт, техническое обслуживание и плановые ремонты топливораздаточных колонок и насосов, а также тип и номер установленного оборудования (клапаны, манометры и другое оборудование);

в пункте 10 записываются данные измеряемых один раз в год контуров заземления и молниезащиты АГЗС.

Паспорт АГЗС заполняется в одном экземпляре и хранится в архиве собственника АГЗС и (или) уполномоченного им лица. С паспортом хранятся исполнительно-техническая документация (сводный план, профиль, сварочная схема), паспорта на оборудование.

Приложение 9
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ
резервуарной установки сжиженного газа N _____

Архивный номер исполнительно-технической документации _____

Адрес резервуарной установки:
город _____
улица _____ дом _____
Административный район _____

1. Дата приемки резервуарной установки в эксплуатацию _____
2. Дата ввода резервуарной установки в эксплуатацию _____
3. Тип установки электрохимической защиты _____
4. Сопротивление контура заземления, Ом _____
5. Сведения о резервуарах:

Регистрационный номер резервуара	Дата изготов-ления	Организация-изготовитель	Заводской номер резервуара	Объем резервуара, куб.м	Разрешенное рабочее давление, МПа	Тип изоляции	Наличие головок управления, испарителей	Дата освидетель-ствования	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

6. Сведения об испарителе, установленном на резервуаре:

регистрационный номер резервуара _____

Наименование	Количество, шт.	Тип	Предел измерений	Класс точности	Давление настройки, МПа
Испаритель					регистрационный номер резервуара _____
Манометр электроконтактный					
Испаритель					регистрационный номер резервуара _____
Манометр электроконтактный					

2 - 5-я страницы паспорта

7. Сведения по головке управления, установленной на резервуаре:

Наименование	Количество, шт.	Тип	Условный проход, мм	Условное давление, МПа	Давление настройки, МПа
Регистрационный номер резервуара _____					
7.1. Запорная арматура					
7.2. Регуляторы давления					
7.3. Предохранительные клапаны: запорные сбросные					
7.4. Указатели уровня жидкой фазы сжиженного газа					

7.5. Манометры (показывающие), установленные:

Место установки	Количество, шт.	Тип	Предел измерений	Класс точности
До регулятора				
После регулятора				

Паспорт составил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт проверил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт составлен ____ _____ 20___ г.

6 - 45-я страницы паспорта

8. Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Вид производимых работ	Ответственное лицо за производство работ	
		должность, фамилия, инициалы	подпись
1	2	3	4

46 - 50-я страницы паспорта

9. Сведения о замере контура заземления:

Дата проведения измерений	Результаты измерения	Ответственное лицо за производство работ	
		должность, фамилия, инициалы	подпись
1	2	3	4

Краткие указания по применению и заполнению эксплуатационного паспорта резервуарной установки сжиженного газа

Эксплуатационный паспорт оформляется для каждой вновь принятой в эксплуатацию резервуарной установки сжиженного газа.

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником резервуарной установки и (или) уполномоченным им лицом. Последующие записи в нем производит организация, осуществляющая техническое обслуживание резервуарной установки, и проверяет руководитель соответствующей службы.

Каждому паспорту присваивается номер, который фиксируется на титульном листе паспорта. Также на титульном листе паспорта записываются архивный номер исполнительно-технической документации, фамилия, инициалы и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, а для газоснабжающей организации - архивный номер, наименование соответствующей службы, фамилия, инициалы и подпись мастера, принявшего резервуарную установку на обслуживание, и проверяются руководителем соответствующей службы.

После приемки резервуарной установки приемочной комиссией и ввода ее в эксплуатацию на основании архивного экземпляра исполнительно-технической документации в паспорт вносятся следующие данные:

в пункте 1 - дата приемки в эксплуатацию объекта;

в пункте 2 - дата производства пуска газа в соответствии с нарядом-допуском на производство газоопасных работ;

в пункте 3 - тип установки электрохимической защиты;

в пункте 4 - величина сопротивления контура заземления резервуарной установки. Запись производится в соответствии с данными строительного паспорта объекта;

в пункте 5 - сведения о резервуарах, при этом в графе 8 производится запись словами "головка" - количество, "испаритель" - количество, в графах 9, 10 указывается дата первичного и последующего освидетельствования резервуара;

в пункте 6 - сведения об испарителе;

в пункте 7 - сведения об арматуре, предохранительных устройствах и контрольно-измерительных приборах. Заполняется на каждый резервуар, имеющий головку редуцирования;

в пункте 8 записываются сведения о производимых плановых и внеплановых работах на резервуарной установке, где должны быть отражены дата и вид производимых работ: техническое обслуживание (за исключением осмотра технического состояния), текущий ремонт, освидетельствование резервуаров, внеплановый ремонт, техническое обслуживание и плановые ремонты испарителей, а также тип и номер установленного оборудования (клапаны, манометры и другое оборудование);

в пункте 9 записываются данные измеряемых один раз в год контуров заземления и молниезащиты резервуарной установки.

Строки "Составил", "Паспорт проверил" и "Паспорт составлен" заполняются на странице, где указаны

сведения по последней головке управления резервуарной установки.

Паспорт резервуарной установки заполняется в одном экземпляре и хранится в архиве собственника резервуарной установки и (или) уполномоченного им лица. С паспортом хранятся исполнительно-техническая документация (сводный план, профиль, сварочная схема), паспорта на оборудование.

Приложение 10
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ
групповой баллонной установки сжиженного газа N _____

Архивный номер исполнительно-технической документации _____

Адрес групповой баллонной установки:
город _____
улица _____ дом _____
Административный район (производственная площадка) _____
_____

1. Дата приемки в эксплуатацию _____
2. Дата ввода в эксплуатацию _____
3. Количество баллонов _____
4. Единичный объем (вместимость) баллона, куб.м _____
5. Шкаф _____
(материал, размеры, установлен на основании)
6. Газоиспользующее оборудование _____
7. Сведения об оборудовании, установленном на групповой баллонной установке:

Наименование	Количество, шт.	Тип	Условный проход, мм	Условное давление, МПа	Давление настройки, МПа
7.1. Запорная арматура					
7.2. Регуляторы давления (редукторы)					
7.3. Предохранительная арматура					

7.4. Манометры (показывающие):

Наименование	Количество, шт.	Тип	Предел измерений	Класс точности

Паспорт составил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт проверил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт составлен ____ _____ 20___ г.

2 - 45-я страницы паспорта

8. Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Вид производимых работ	Ответственное лицо за производство работ	
		должность, фамилия, инициалы	подпись
1	2	3	4

Краткие указания по применению и заполнению эксплуатационного паспорта групповой баллонной установки сжиженного газа

Эксплуатационный паспорт оформляется для каждой вновь принятой в эксплуатацию групповой баллонной установки сжиженного газа.

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником групповой баллонной установки и (или) уполномоченным им лицом. Последующие записи в нем производит организация, осуществляющая техническое обслуживание групповой баллонной установки, и проверяет руководитель соответствующей службы.

Каждому паспорту присваивается номер, который фиксируется на титульном листе паспорта. Также на титульном листе паспорта записываются архивный номер исполнительно-технической документации, фамилия, инициалы и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления.

После приемки групповой баллонной установки приемочной комиссией и ввода ее в эксплуатацию на основании архивного экземпляра исполнительно-технической документации в паспорт вносятся следующие данные:

в пункте 1 - дата приемки в эксплуатацию установки;

в пункте 2 - дата производства пуска газа в соответствии с нарядом-допуском на производство газоопасных работ;

в пункте 3 - количество баллонов в составе установки;

в пункте 4 - единичный объем (вместимость) баллона;

в пункте 5 - сведения о шкафе (материал, размеры, установлен на основании);

в пункте 6 - газовое оборудование, использующее сжиженные углеводородные газы от групповой баллонной установки (название и тип оборудования, количество);

в пункте 7 - сведения об арматуре, предохранительных устройствах и контрольно-измерительных приборах;

в пункте 8 записываются сведения о производимых плановых и внеплановых работах на установке, где должны быть отражены дата и вид производимых работ: техническое обслуживание (за исключением осмотра технического состояния), текущий ремонт, внеплановый ремонт, а также сведения о замене оборудования.

Паспорт групповой баллонной установки заполняется в одном экземпляре и хранится в архиве собственника групповой баллонной установки и (или) уполномоченного им лица. С паспортом хранятся исполнительно-техническая документация, паспорта на оборудование.

Приложение 11
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ
электрозащитной установки N _____

_____
(катодная станция, дренаж)

Адрес: _____
1. Тип установки _____
(дата изготовления, номер изготовителя)
2. Способ крепления _____
3. Дата ввода в эксплуатацию _____
4. Характеристика узлов защиты:
кабель _____
(марка, сечение, длина)
анодное заземление _____
(материал, конструкция, число электродов)
сопротивление растеканию _____
место подключения дренажа _____
защитное заземление _____
прочие устройства _____
5. Наладочные параметры защиты:
напряжение источника питания установки _____
сила выходного тока _____
выходное напряжение _____
сопротивление цепи _____
потенциал поляризационный на контактном устройстве (КУ):
максимальный _____
средний _____
или разность потенциалов на КУ:
максимальная _____

средняя _____
срок службы анодного заземления _____
6. Данные о защищаемом объекте:
6.1. Газопровод _____
6.2. Резервуары _____

Паспорт составил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт проверил:
руководитель службы защиты (ответственный за производство работ)

_____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

2 - 5-я страницы паспорта

7. Перечень опорных пунктов измерения:

N п/п	Вид контрольно-измерительных пунктов	Электрод сравнения	Адрес	Дата установки	Сведения о техническом состоянии
1	2	3	4	5	6

Составил _____ _____ _____ __ _____ 20___ г.
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

6 - 45-я страницы паспорта

8. Эксплуатация электрозащитной установки:

Обход		Параметры установки		Потенциал на контрольном устройстве относительно земли, В						Учет электроэнергии, потребляемой установкой	Выполненные работы	Подпись
				суммарный			поляризационный					
дата	время	ток, А	напряжение, В	средний	максимальный	минимальный	средний	максимальный	минимальный			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

46 - 50-я страницы паспорта

9. Измерения сопротивления заземляющего устройства:

Дата	Результаты измерений		Сопротивление изоляции кабелей, Ом	Подпись исполнителя
	сопротивление растеканию анодного заземления, Ом	сопротивление защитного заземления, Ом		
1	2	3	4	5

Приложение к паспорту
электрозащитной установки

ПЛАН
(СХЕМА) РАЗМЕЩЕНИЯ АНОДНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ И КУ

Краткие указания по применению и заполнению эксплуатационного паспорта электрозащитной установки

Паспорт применяется для учета каждой вновь принятой в эксплуатацию электрозащитной установки (катодной станции, дренажной установки).

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником электрозащитной установки и (или) уполномоченным им лицом. Последующие записи в нем производит организация, осуществляющая техническое обслуживание электрозащитной установки, и проверяет руководитель соответствующей службы.

Каждому паспорту присваивается номер, который фиксируется на титульном листе паспорта. Также на титульном листе паспорта указываются фамилия, инициалы и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, а для газоснабжающей организации - наименование соответствующей службы, фамилия, инициалы и подпись мастера, принявшего электрозащитную установку на обслуживание, и проверяются руководителем соответствующей службы.

После приемки электрозащитной установки и ввода ее в эксплуатацию на основании исполнительно-технической документации в паспорт вносятся следующие данные:

в пункте 1 - тип электрозащитной установки с указанием даты изготовления и номера изготовителя согласно паспортным данным;

в пункте 2 - способ крепления электрозащитной установки;

в пункте 3 - дата ввода электрозащитной установки в эксплуатацию;

в пункте 4 - полное описание элементов защиты;

в пункте 5 - полное описание режима работы электрозащитной установки в соответствии с режимами работы электрозащитной установки после наладки;

в пункте 6 - данные о защищаемом объекте: газопровод (диаметр, длина, тип изоляции, дата ввода в эксплуатацию), резервуары (количество, единичная вместимость, тип изоляции, дата ввода в эксплуатацию);

в пункте 7 перечисляются все контрольно-измерительные пункты;

в пункте 8 записываются сведения о всех работах, производимых в процессе эксплуатации электроустановки. Потенциал на контрольном устройстве относительно земли допускается указывать либо суммарный (графы 5, 6, 7), либо поляризационный (графы 8, 9, 10) в зависимости от произведенных измерений;

в пункте 9 записываются результаты измерения сопротивления заземляющего устройства.

Эксплуатационный паспорт электрозащитной установки заполняется в одном экземпляре и находится

в соответствующей службе газоснабжающей организации либо в архиве собственника электрозащитной установки и (или) уполномоченного им лица. С паспортом хранятся исполнительно-техническая документация, паспорта на оборудование.

К паспорту прилагается принципиальная схема и план размещения электрозащитной установки.

Приложение 12
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ
установки протекторной защиты N _____

1. Адрес: _____
2. Дата ввода в эксплуатацию _____
3. Данные о защищаемом объекте:
3.1. Газопровод _____
3.2. Резервуары _____
4. Зона защиты _____ км.
5. Проектная организация _____
6. Характеристика протекторной защиты:
марка протекторов _____
число протекторов в группе _____
сечение и марка соединительных проводов _____
расстояние от протекторов до сооружения _____
глубина заложения протекторов _____
(до верха протекторов)
7. Параметры протекторной установки при сдаче в эксплуатацию:
7.1. сопротивление цепи "протектор-газопровод" _____ Ом;
7.2. ток _____ А;
7.3. разность потенциалов "газопровод-земля" (до и после установки протекторов) _____
7.4. удельное сопротивление грунта в зоне установки протекторов _____ Ом/м.

Паспорт составил _____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт проверил:
руководитель службы защиты (ответственный за производство работ)

_____ _____ _____
(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

2 - 50-я страницы паспорта

8. Эксплуатация установки протекторной защиты:

N п/п	Номер установки	Дата обследования	Параметры		Средний потенциал сооружения, В		Подпись
			сила тока, А	потенциал отключенного протектора, В	при отключенном протекторе	при включенном протекторе	
1	2	3	4	5	6	7	8

Приложение к паспорту
установки протекторной защиты

ПЛАН
(СХЕМА) РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОТЕКТОРНОЙ УСТАНОВКИ

Краткие указания по применению и заполнению эксплуатационного паспорта установки протекторной защиты

Паспорт применяется для учета каждой вновь принятой в эксплуатацию установки протекторной защиты.

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником установки протекторной защиты и (или) уполномоченным им лицом. Последующие записи в нем производит организация, осуществляющая техническое обслуживание установки протекторной защиты, и проверяет руководитель соответствующей службы.

Каждому паспорту присваивается номер, который фиксируется на титульном листе паспорта. Также на титульном листе паспорта указываются фамилия, инициалы и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, а для газоснабжающей организации - наименование соответствующей службы, фамилия, инициалы и подпись мастера, принявшего установку протекторной защиты на обслуживание, и проверяются руководителем соответствующей службы.

Данные вносятся после приемки установки протекторной защиты и ввода ее в эксплуатацию на основании исполнительно-технической документации.

В пункте 3 записываются данные о защищаемом объекте: газопровод (диаметр, длина, тип изоляции, дата ввода в эксплуатацию), резервуары (количество, единичная вместимость, тип изоляции, дата ввода в эксплуатацию).

В пункте 8 записываются результаты измерения потенциала газопровода по отношению к земле в точке подключения протектора при включенном и отключенном протекторе.

Эксплуатационный паспорт установки протекторной защиты заполняется в одном экземпляре и находится в соответствующей службе газоснабжающей организации либо в архиве собственника электрозащитной установки и (или) уполномоченного им лица. С паспортом хранятся исполнительно-техническая документация, паспорта на оборудование.

К паспорту прилагается принципиальная схема и план размещения протекторной установки.

Приложение 13
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь

ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОБХОДА ТРАСС ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

Газопроводы	Низкого давления в застроенной части городов и населенных пунктов	Высокого и среднего давления в застроенной части городов и населенных пунктов	Всех давлений в незастроенной части городов и населенных пунктов, а также межпоселковые
1	2	3	4
Газопроводы с давлением до 1,2 МПа			
1. Стальные газопроводы, эксплуатируемые до 40 лет при отсутствии аварий и инцидентов	Устанавливается техническим руководителем газоснабжающей организации, но не реже		
	1 раз в месяц	1 раз в месяц	1 раз в месяц с 1 апреля по 1 ноября
2. Стальные газопроводы, эксплуатируемые до 40 лет при отсутствии аварий и инцидентов при проведении обхода с использованием высокочувствительных детекторов метана	1 раз в 4 месяца	1 раз в 4 месяца	1 раз в 6 месяцев
3. Стальные газопроводы, эксплуатируемые до 40 лет при отсутствии аварий и инцидентов в кварталах одноэтажной застройки при проведении обхода с использованием высокочувствительных детекторов метана	1 раз в 6 месяцев 1 раз в 6 месяцев - объезд <*>	1 раз в 6 месяцев 1 раз в 6 месяцев - объезд <*>	1 раз в 6 месяцев
4. Полиэтиленовые газопроводы, эксплуатируемые до 50 лет при отсутствии аварий и инцидентов	1 раз в месяц	1 раз в месяц	1 раз в 6 месяцев
5. Полиэтиленовые газопроводы, эксплуатируемые до 50 лет при отсутствии аварий и инцидентов при проведении обхода с использованием высокочувствительных детекторов метана	1 раз в 4 месяца	1 раз в 4 месяца	1 раз в 6 месяцев
6. Полиэтиленовые газопроводы, эксплуатируемые до 50 лет при отсутствии аварий и инцидентов в кварталах одноэтажной	1 раз в 6 месяцев 1 раз в 6 месяцев - объезд <*>	1 раз в 6 месяцев 1 раз в 6 месяцев - объезд <*>	1 раз в 6 месяцев

застройки при проведении обхода с использованием высокочувствительных детекторов метана			
7. Стальные газопроводы, эксплуатируемые в зоне действия источников блуждающих токов, в грунте с высокой коррозионной агрессивностью	1 раз в неделю	2 раза в неделю	1 раз в 2 недели
8. Стальные газопроводы с неустраненными дефектами защитных покрытий	1 раз в неделю	2 раза в неделю	1 раз в 2 недели
9. Стальные газопроводы с положительными и знакопеременными значениями электрических потенциалов	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
10. Газопроводы в неудовлетворительном техническом состоянии, подлежащие замене или реконструкции	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
11. Газопроводы, проложенные в просадочных грунтах	1 раз в неделю	2 раза в неделю	1 раз в 2 недели
12. Газопроводы с временно устраненной утечкой газа (бандаж)	Ежедневно до проведения ремонта		
13. Газопроводы в зоне 15 м от места производства строительных работ	Ежедневно до устранения угрозы повреждения газопроводов		
14. Береговые участки газопроводов в местах переходов через водные преграды и овраги	Ежедневно в период паводка		
15. Стальные газопроводы, эксплуатируемые после 40 лет при положительных результатах технического диагностирования	1 раз в месяц	2 раза в месяц	1 раз в 6 месяцев при ежегодном приборном обследовании или 1 раз в 2 месяца без его проведения
16. Стальные газопроводы, эксплуатируемые после 40 лет при положительных результатах технического диагностирования при	1 раз в 4 месяца	1 раз в 4 месяца	1 раз в 6 месяцев

проведении обхода с использованием высокочувствительных детекторов метана			
17. Стальные газопроводы, эксплуатируемые после 40 лет при положительных результатах технического диагностирования в кварталах одноэтажной застройки при проведении обхода с использованием высокочувствительных детекторов метана	1 раз в 6 месяцев 1 раз в 6 месяцев - объезд <*>	1 раз в 6 месяцев 1 раз в 6 месяцев - объезд <*>	1 раз в 6 месяцев
Газопроводы с давлением свыше 1,2 МПа			
18. Стальные газопроводы в пределах тепловых электрических станций	2 раза в месяц		
19. Стальные газопроводы в пределах тепловых электрических станций в случаях, указанных в пунктах 7 - 13 настоящего приложения	Ежедневно		
20. Стальные газопроводы за пределами тепловых электрических станций	В соответствии с требованиями ТНПА для магистральных газопроводов		

<*> Объезд трасс газопроводов на предмет отсутствия в охранной зоне газопроводов производства земляных работ, строительства зданий и смежных коммуникаций, посадки деревьев и прочее, в сроки, разведенные с обходом.

Приложение 14
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____

(наименование организации (подразделения))

ОПЕРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ ГРП, ШРП, ГРУ

Сведения о проводимых работах:

Дата	Время снятия показаний	Показания приборов			Замеченные дефекты по оборудованию и зданию ГРП, ШРП, ГРУ	Выполненная работа	Ответственный исполнитель работ (фамилия, инициалы, подпись)
		давление газа, МПа		температура воздуха в помещении, °С			
		на входе	на выходе				
1	2	3	4	5	6	7	8

Журнал применяется для регистрации всех видов работ, выполняемых на ГРП, ШРП, ГРУ в процессе эксплуатации, и заполняется ответственным исполнителем работ.

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

Оперативный журнал находится непосредственно в помещении ГРП (ГРУ).

Приложение 15
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
ежедневного (ежесменного) осмотра станции

Левая сторона разворота

Дата, время осмотра станции	Состояние ГНС, ГНП при осмотре			
	территории и производственных помещений, топливораздаточных колонок, освещения территории	противопожарного оборудования	межцеховых газопроводов, резервуаров, КИП, арматуры	количество цистерн, находящихся под сливом
1	2	3	4	5

Правая сторона разворота

		Наличие газа в резервуарах базы хранения	Порядковый номер резервуара, время слива воды	Количество баллонов, шт.		
оборудования наполнительного и сливного отделения, рампы для баллонов, отделения по освидетельствованию и окраске баллонов	оборудования насосно-компрессорного отделения, эстакады слива железнодорожных цистерн			полных	пустых исправных	неисправных
6	7	8	9	10	11	12

Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования _____ _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Краткие указания по применению и заполнению журнала ежедневного (ежесменного) осмотра станции

Для станций, работающих в односменном режиме, ежедневный осмотр станции проводится перед включением оборудования в работу. Журнал заполняется мастером ГНС (лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования).

В графах 2 - 7 записываются неисправности или отклонения в работе технологического оборудования, газопроводов, арматуры, КИП, оборудования наполнительного и сливного отделений, насосно-компрессорного отделения, оборудования по освидетельствованию и окраске баллонов, железнодорожной эстакады, топливораздаточных колонок, противопожарного инвентаря и другие неисправности и отклонения, которые не устранены на конец рабочего дня. При нормальной работе станции делается отметка "Замечаний нет".

В графе 8 указывается общее количество газа на конец рабочего дня.

В графе 9 указывается порядковый номер резервуара, из которого произведен слив воды, и время слива. Периодичность слива воды устанавливается руководством ГНС.

В графах 10 - 12 записывается количество полных, пустых исправных и неисправных баллонов (в том числе подлежащих сливу), находящихся на станции на конец рабочего дня.

При многосменной работе журнал дополняется графами "Сдал смену", "Принял смену".

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

Журнал находится у лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования.

Приложение 16
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
ежедневного осмотра (приема смены) АГЗС

Левая сторона разворота

Дата, время приема смены	Состояние АГЗС при приеме			
	территории, производственных и бытовых помещений, освещения территории	противопожарного оборудования	газопроводов, резервуаров, КИП, арматуры	оборудования технологического блока и блока управления
1	2	3	4	5

Правая сторона разворота

смены (ежедневном осмотре)		Наличие газа в резервуарах	Должность, фамилия, инициалы и подпись лица, сдавшего смену	Должность, фамилия, инициалы и подпись лица, принявшего смену (проводившего ежедневный осмотр)
наполнительных и сливных колонок	наличие автоцистерн, находящихся под сливом газа			
6	7	8	9	10

Краткие указания по применению и заполнению журнала приема смены (ежедневного осмотра) АГЗС

Журнал применяется при одно- и многосменной работе АГЗС и оформляется при приеме смены (ежедневном осмотре).

В графах 2 - 6 записываются недостатки или отклонения в работе газопроводов, арматуры, КИП, оборудования технологического блока наполнительных, топливораздаточных колонок, противопожарного инвентаря, которые не устранены на момент сдачи смены. При нормальной работе станции делается отметка "Замечаний нет".

В графе 7 указывается наличие автоцистерн под сливом (государственный номер автоцистерны).

В графе 8 указывается общее количество газа на момент сдачи смены.

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

Журнал находится у лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования.

Приложение 17
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____

(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
регистрации проверок предохранительных клапанов

Левая сторона разворота

Тип клапана, заводской	Отметка об исправности. Инициалы, фамилия, подпись лица,								
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь

номер, место установки									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Правая сторона разворота

проводившего проверку			Результаты проверки клапанов				Примечание
			I полугодие		II полугодие		
октябрь	ноябрь	декабрь	дата	срабатывание при заданном давлении настройки	дата	срабатывание при заданном давлении настройки	
11	12	13	14	15	16	17	18

Краткие указания по применению и заполнению журнала регистрации проверок предохранительных клапанов

Журнал применяется для регистрации проверки предохранительных клапанов на исправность действия и срабатывание при заданном давлении (давлении настройки).

Исправность действия клапанов проверяется путем осторожного и кратковременного нажатия рычага клапана не реже 1 раза в месяц.

Отметкой об исправности клапана при проверке на исправность действия служит подпись лица, производившего проверку.

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

Журнал находится у лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования.

Приложение 18
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
учета работы оборудования насосно-компрессорного отделения ГНС, ГНП

Левая сторона разворота

Дата	Время включения-выключения приточно-вытяжной вентиляции, ч, мин	Порядковый номер компрессора	Время работы компрессора за рабочий день, ч, мин	Время работы компрессора с начала эксплуатации (нарастающий итог), ч, мин	Температура газа, °С		Давление газа, МПа		Давление масла, МПа
					на всасывании	на нагнетании	на всасывании	на нагнетании	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Правая сторона разворота

Наличие газа в резервуарном парке (на начало рабочего дня)		Время продувки маслоотделителей	Порядковый номер насоса	Время работы насоса за рабочий день, ч, мин	Время работы насоса с начала эксплуатации (нарастающий итог), ч, мин	Температура газа на всасывании, °С	Давление газа, МПа		Неисправности оборудования насосно-компрессорного отделения. Принятые меры
порядковый номер резервуара	количество газа в уровнях						на всасывании	на нагнетании	
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

____ _____ 20___ г.

Машинист _____ _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Ответственный за производство работ _____ _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Краткие указания по применению и заполнению журнала учета работы оборудования насосно-компрессорного отделения ГНС, ГНП

Журнал применяется для ежедневного учета работы оборудования насосно-компрессорного отделения.

В графе 2 указывается время включения и выключения приточно-вытяжной вентиляции.

Графа 3 заполняется при включении компрессора.

Графы 4, 5 заполняются в конце рабочего дня.

Графы 6 - 10 заполняются перед остановкой оборудования.

Графа 13 заполняется в момент производства указанных работ.

Графа 14 заполняется при включении насосов.

Графы 15, 16 заполняются в конце рабочего дня.

Графы 17 - 19 заполняются через каждые 2 часа работы насосов.

Графы 6 - 10, 17 - 19 заполняются для каждого агрегата отдельно.

В графе 20 записываются неисправности оборудования насосно-компрессорного отделения, причины и время остановки компрессора (насоса), а также принятые меры по устранению неисправностей и время пуска компрессора (насоса).

Журнал заполняется и подписывается машинистом насосно-компрессорного отделения. Лицо, ответственное за производство работ, подписывает журнал и контролирует работу насосно-компрессорного отделения.

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

Журнал находится в насосно-компрессорном отделении.

Приложение 19
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
учета работы насосов АГЗС

Дата	Порядковый номер насоса	Время работы насоса за смену (рабочий день), ч, мин	Время работы насоса с начала эксплуатации (нарастающий итог), ч, мин	Температура газа на всасывании, °С	Давление, МПа		Неисправности. Принятые меры
					на всасывании	на нагнетании	
1	2	3	4	5	6	7	8

____ _____ 20___ г.

Оператор АГЗС _____ _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Ответственный за производство работ _____ _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Краткие указания по применению и заполнению журнала учета работы насосов АГЗС

Журнал применяется для учета работы насосов АГЗС.

Отметка о дате делается один раз перед началом работы.

Графа 2 заполняется при включении насосов.

Графы 3, 4 заполняются в конце смены (рабочего дня).

Графы 5, 6, 7 заполняются в соответствии с инструкцией по эксплуатации насосов.

В графе 8 записываются неисправности насосов, причины и время остановки насоса, а также принятые меры по устранению неисправностей и время пуска насоса.

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

Журнал заполняется и подписывается оператором АГЗС. Лицо, ответственное за производство работ, подписывает журнал и контролирует работу насосов.

Журнал находится в операторской АГЗС.

Приложение 20
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
учета контрольного взвешивания наполненных баллонов

N п/п	Номер баллона	Фактическая масса наполненного баллона, кг	Масса пустого баллона с вентилем (по паспорту), кг	Результаты взвешивания (отклонения) +/-, кг	Куда направляется баллон
1	2	3	4	5	6

____ _____ 20__ г.

Лицо, производившее контрольное взвешивание баллонов _____ _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Краткие указания по применению и заполнению журнала учета контрольного взвешивания наполненных баллонов

Журнал применяется для учета контрольного взвешивания баллонов, наполненных СУГ.

В графе 5 указывается переполнение (+) и недополнение (-) наполненного баллона.

В графе 6 указывается, куда направляется переполненный или недополненный баллон (сливное отделение, наполнительное отделение).

В конце рабочего дня результаты контрольного взвешивания подтверждаются подписью лица, проводившего контрольное взвешивание баллонов.

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

Журнал находится у лица, производившего контрольное взвешивание баллонов СУГ.

Приложение 21
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
учета дегазированных баллонов

Номер баллона	Номер баллона	Номер баллона	Номер баллона
"__" ____ 20___ г.	"__" ____ 20__ г.	"__" ____ 20___ г.	"__" ____ 20__ г.
_____ (тип и N прибора)	_____ (тип и N прибора)	_____ (тип и N прибора)	_____ (тип и N прибора)
Отсутствие загазованности проверил _____ (подпись) _____ (инициалы, фамилия)	Отсутствие загазованности проверил _____ (подпись) _____ (инициалы, фамилия)	Отсутствие загазованности проверил _____ (подпись) _____ (инициалы, фамилия)	Отсутствие загазованности проверил _____ (подпись) _____ (инициалы, фамилия)

Краткие указания по применению и заполнению журнала учета дегазированных баллонов

Журнал применяется для ежедневного учета дегазированных баллонов.

Отметка о дате учета делается перед началом работы. Тип и номер прибора, которым проверяется уровень загазованности баллонов, записываются под датой.

В журнале записываются номера баллонов, в которых отсутствует загазованность.

Журнал заполняется и подписывается лицом, производившим проверку. Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

Журнал находится у мастера ГНС и выдается на руки лицу, производящему проверку, перед началом работы.

Приложение 22
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
технического обслуживания телемеханики ГРП, ШРП

Номер ГРП	Дата проведения технического обслуживания	Тип установленного оборудования телемеханики	Осмотр технического состояния	Проверка работоспособности	Инициалы, фамилия проводившего техническое обслуживание, подпись
1	2	3	4	5	6

Краткие указания по применению и заполнению журнала технического обслуживания телемеханики ГРП, ШРП

Журнал применяется для регистрации и учета выполненных работ по техническому обслуживанию телемеханики ГРП, ШРП.

В графе 6 указываются инициалы, фамилия и подпись лица, проводившего техническое обслуживание.

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

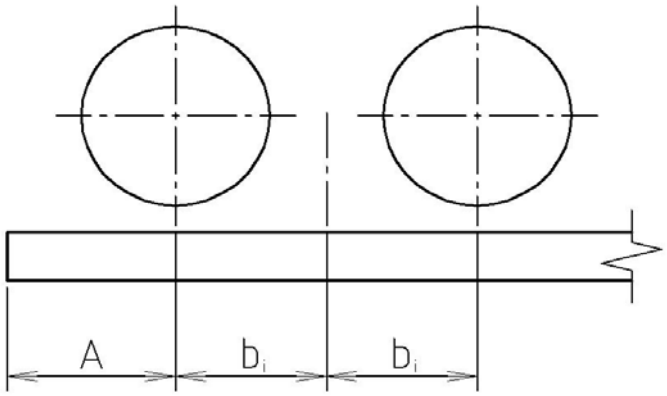
Журнал хранится в соответствующей службе газоснабжающей организации или у собственника объекта и (или) уполномоченного им лица.

Приложение 23
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ОСЯМИ СМЕЖНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ОТ ТРУБОПРОВОДОВ ДО КРАЯ ОПОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Условный проход трубопроводов, Ду, мм	Рекомендуемые расстояния, мм, не менее			
	для изолированных трубопроводов		для неизолированных трубопроводов	
	A	b1	A	b2
32	90	130	70	40
40	90	150	80	50
50	100	180	80	50
65	100	190	90	60
80	150	200	100	70
100	150	220	110	80
125	150	220	120	100
150	200	240	130	110
200	200	300	160	140
250	200	300	190	160

300	250	320	210	190
350	250	350	240	210
400	300	400	260	240
500	300	450	320	290
600	400	540	370	340
700	400	560	410	380
800	450	620	490	450
1000	500	760	610	560
1200	600	850	710	660
1400	700	1000	810	760



Приложение 24
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

МИНИМАЛЬНЫЕ РАССТОЯНИЯ ОТ ОБЪЕКТОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА ТЕРРИТОРИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ДО ГАЗОПРОВОДОВ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГТУ И ПГУ

Объект	Минимальное расстояние от объекта электростанции до газопровода, проложенного (м)	
	надземно	подземно

1. Административные и бытовые здания	15	10
2. Внутренние автомобильные дороги	1,5	2,5
3. Внутренние железные дороги	5	10,8
4. Воздушные линии электропередачи	Согласно ПУЭ	
5. Резервуары ГЖ, ЛВЖ	15	-
6. Колодцы инженерных коммуникаций	Вне габаритов опор, эстакады	10
7. Открытые трансформаторные подстанции и распределительные устройства	Согласно ПУЭ	
8. Производственные здания независимо от их категории взрывопожароопасности и степени огнестойкости	10	10
9. Инженерные коммуникации (подземные):		
водопровод, бесканальная тепловая сеть	3	2,0
тепловые каналы, в том числе тепловые сети	1,5	4,0
канализация	1,5	5,0
силовые кабели	Согласно ПУЭ	

Приложение 25
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
учета газоопасных работ, проводимых без оформления наряда-допуска на производство газоопасных работ

N п/п	Дата проведения работ	Место проведения работ	Характер выполняемых работ	Состав бригады	Мероприятия, обеспечивающие безопасное проведение работ	Лицо, выдавшее задание		С условиями безопасного выполнения работ ознакомлены		Отметка о выполнении работы
						фамилия, инициалы	подпись	фамилия, инициалы	подпись	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Краткие указания по применению и заполнению журнала учета газоопасных работ, проводимых без оформления наряда-допуска на производство газоопасных работ

Журнал применяется для регистрации и учета газоопасных работ, проводимых без оформления наряда-допуска на производство газоопасных работ (периодически повторяющихся газоопасных работ, выполняемых в аналогичных условиях, как правило, постоянным составом работающих) согласно технологическим инструкциям и инструкциям по охране труда.

В графе 6 перечисляются основные меры безопасности исходя из возможных опасных и вредных производственных факторов, необходимое материально-техническое обеспечение, средства индивидуальной защиты, номера (названия) утвержденных для каждого вида работ технологических инструкций и инструкций по охране труда, которыми следует руководствоваться.

Графа 11 заполняется после представления руководителем, выдавшим задание, результатов анализов воздуха рабочей зоны перед началом и периодически в период проведения работ.

Журнал ведется лицом, назначенным приказом по эксплуатирующей организации, ответственным за проведение газоопасных работ, выдающим задания на выполнение работ.

Контроль за ведением и хранением журнала осуществляется руководителем соответствующей службы газоснабжающей организации или лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления собственника и (или) уполномоченного им лица.

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

Приложение 26
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

_____
(наименование организации (подразделения))

НАРЯД-ДОПУСК N _____
на производство газоопасных работ

на "____" _____ 20____ г.

1. Должность, фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется) лица, получившего наряд-допуск на выполнение работ _____
_____
2. Место и характер работ _____
3. Состав бригады _____
(фамилия, инициалы)
4. Дата и время начала работ _____ Дата и время окончания работ _____
5. Мероприятия по подготовке объекта к газоопасным работам, технологическая последовательность выполнения основных операций при производстве работ ____
_____
6. Работа разрешается при выполнении следующих основных мер безопасности __

_____
(перечисляются основные меры безопасности,
_____
указываются инструкции, которыми следует руководствоваться)

7. Средства общей и индивидуальной защиты, которые обязана иметь бригада __
_____

8. Анализ состояния воздуха рабочей зоны перед началом работ и в период проведения работ:

Дата и время отбора проб	Место отбора проб	Определяемые компоненты	Допустимая концентрация вредных веществ	Результаты анализа, меры, которые необходимо принять при превышении допустимой концентрации вредных веществ	Фамилия, инициалы лица, проводившего анализ	Подпись лица, проводившего анализ
1	2	3	4	5	6	7

9. Должность, фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется), подпись лица, выдавшего наряд-допуск _____
10. С условиями работы ознакомлен и наряд-допуск для выполнения получил

_____ _____
(подпись) (фамилия, инициалы)

_____
(дата)

11. Инструктаж по проведению работ и мерам безопасности:

N п/п	Фамилия, инициалы	Должность	Подпись в получении инструктажа	Примечание
1	2	3	4	5

12. Изменения в составе бригады:

Фамилия, инициалы	Причина изменений	Время	Кто разрешил изменения	Подпись лица, внесшего изменения
1	2	3	4	5

13. Продление наряда-допуска:

Дата и время	Фамилия, инициалы и должность лица, продлившего наряд-допуск	Подпись	Фамилия, инициалы руководителя работ	Подпись
1	2	3	4	5

14. Заключение руководителя работ по их окончании _____
_____

_____ _____
(подпись) (фамилия, инициалы)

Приложение 27
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь

(в ред. постановления МЧС от 30.05.2017 N 22)

_____
(наименование организации (подразделения))

НАРЯД-ДОПУСК N _____
на производство газоопасных работ с выполнением огневых работ

на "____" _____ 20____ г.

1. Должность, фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется) лица, получившего наряд-допуск _____
2. На выполнение работ _____
3. Место проведения работ _____
4. Ответственный за подготовку работ _____
(фамилия, инициалы)
5. Ответственный за проведение работ _____
(фамилия, инициалы)
6. Состав бригады _____
(фамилия, инициалы)
7. Дата и время начала работ _____ Дата и время окончания работ _____
8. Подготовительные мероприятия на проведение работ выполнены в соответствии с распоряжением (приказом) N ____ от "___" _____ 20__ г.

Ответственный за подготовку работ _____ _____
(подпись) (фамилия, инициалы)

Ответственный за проведение работ _____ _____
(подпись) (фамилия, инициалы)

9. Технологическая последовательность выполнения основных операций при производстве работ _____
_____
_____
10. Работа разрешается при выполнении следующих основных мер безопасности
_____
(перечисляются основные меры безопасности,
_____
указываются инструкции, которыми следует руководствоваться)
11. Средства общей и индивидуальной защиты, средства пожаротушения, которые обязана иметь бригада _____
_____
12. Анализ состояния воздуха рабочей зоны перед началом работ и в период проведения работ:

Дата и время отбора проб	Место отбора проб	Определяемые компоненты	Допустимая концентрация вредных веществ	Результаты анализа, меры, которые необходимо принять при превышении допустимой концентрации вредных веществ	Фамилия, инициалы лица, проводившего анализ	Подпись лица, проводившего анализ
1	2	3	4	5	6	7

13. Должность, фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется), подпись лица, выдавшего наряд-допуск _____

14. С условиями работы ознакомлен и наряд-допуск получил

_____ _____ _____
(подпись) (дата) (фамилия, инициалы)

15. Инструктаж по проведению работ и мерам безопасности:

N п/п	Фамилия, инициалы	Должность	Подпись в получении инструктажа	Примечание
1	2	3	4	5

16. Изменения в составе бригады:

Выведены из состава бригады (фамилия, инициалы)	Введены в состав бригады (фамилия, инициалы)	Причина изменений	Время	Кто разрешил изменения	Подпись лица, внесшего изменения
1	2	3	4	5	6

17. Продление наряда-допуска:

Дата и время	Фамилия, инициалы и должность лица, продлившего наряд-допуск	Подпись	Фамилия, инициалы ответственного за проведение работ	Подпись
1	2	3	4	5

18. Заключение ответственного за проведение работ по их окончании _____
_____

_____ _____
(подпись) (фамилия, инициалы)

Приложение 28
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения

Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____
(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ

за период с "___" _____ 20__ г.
по "___" _____ 20__ г.

Левая сторона разворота журнала

Номер наряда-допуска	Дата выдачи	Адрес объекта работ	Краткая характеристика работ
1	2	3	4

Правая сторона разворота журнала

Лицо, выдавшее наряд-допуск		Лицо, получившее наряд-допуск		Отметка о выполнении работы	Отметка о возвращении наряда-допуска		
фамилия, инициалы	подпись	фамилия, инициалы	подпись		дата	подпись руководителя работ	подпись принявшего наряд-допуск
5	6	7	8	9	10	11	12

Краткие указания по применению и заполнению журнала регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ

Журнал применяется для регистрации и учета выданных нарядов-допусков на производство газоопасных работ.

Журнал ведется лицом, назначенным приказом по эксплуатирующей организации, ответственным за проведение газоопасных работ и выдачу нарядов-допусков.

Графы 1 - 8 заполняются при выдаче наряда-допуска, а графы 9 - 12 - по окончании выполнения работ при сдаче наряда-допуска.

В графе 9 проставляется дата и делается отметка о выполнении работы.

Контроль за ведением журнала осуществляется руководителем соответствующей службы газоснабжающей организации или лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления собственника и (или) уполномоченного им лица.

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

Журнал находится у лица, выдающего наряды-допуски.

Приложение 29
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

ПРЕДЕЛЫ ВОСПЛАМЕНЯЕМОСТИ НЕКОТОРЫХ ГОРЮЧИХ ГАЗОВ В СМЕСИ С ВОЗДУХОМ (ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ T = 293 K (20 °C) И АТМОСФЕРНОМ ДАВЛЕНИИ P = 101,3 КПА)

Наименование газа	Процент газа в смеси с воздухом	
	нижний предел	верхний предел
Водород	4,00	74,20
Окись углерода	12,50	74,20
Метан	5,00	15,00
Пропан	2,37	9,50
Бутан	1,86	8,41
Ацетилен	2,50	80,00
Природный газ	4,50	17,00

Документ предоставлен КонсультантПлюс
Дата сохранения: 11.07.2018

Приложение 30
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
в области газоснабжения
Республики Беларусь
(в ред. постановления МЧС
от 30.05.2017 N 22)

(в ред. постановления МЧС от 23.02.2018 N 7)

_____

(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
проведения теоретических и практических (тренировочных) занятий

Левая сторона разворота журнала

С кем проводятся занятия, фамилия, инициалы	Должность	Месяц									
		дни месяца									

Правая сторона разворота журнала

Тема, место (адрес) проведения практических занятий	Количество часов	Лицо, проводившее занятия		Примечание
		фамилия, инициалы	подпись	

Краткие указания по применению и заполнению журнала проведения теоретических и практических (тренировочных) занятий

Журнал применяется для регистрации и учета проводимых теоретических и практических занятий.

Журнал заполняется ответственными лицами, проводившими занятия.

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован.

Журнал находится в службе специализированного подразделения газоснабжающей организации.