

ПОСТАНОВЛЕНИЕ МИНИСТЕРСТВА ПО ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

5 декабря 2022 г. № 66

Об утверждении Правил по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения

На основании [подпункта 9.4](#) пункта 9 Положения о Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь, утвержденного Указом Президента Республики Беларусь от 14 ноября 2022 г. № 405, Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить [Правила](#) по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения (прилагаются).
2. Настоящее постановление вступает в силу с 1 июня 2023 г.

Министр

В.И.Синявский

СОГЛАСОВАНО

Министерство архитектуры и строительства
Республики Беларусь

Министерство внутренних дел
Республики Беларусь

Министерство жилищно-
коммунального хозяйства
Республики Беларусь

Министерство здравоохранения
Республики Беларусь

Министерство культуры
Республики Беларусь

Министерство образования
Республики Беларусь

Министерство природных ресурсов
и охраны окружающей среды
Республики Беларусь

Министерство сельского
хозяйства и продовольствия
Республики Беларусь

Министерство промышленности
Республики Беларусь

Министерство обороны
Республики Беларусь

Министерство спорта и туризма
Республики Беларусь

Министерство транспорта
и коммуникаций
Республики Беларусь

Министерство труда
и социальной защиты
Республики Беларусь

Министерство энергетики
Республики Беларусь

Государственный комитет
по стандартизации
Республики Беларусь

Государственный комитет
судебных экспертиз
Республики Беларусь

Государственный пограничный комитет
Республики Беларусь

Комитет государственной безопасности
Республики Беларусь

Белорусский государственный концерн
по нефти и химии

УТВЕРЖДЕНО

Постановление
Министерства
по чрезвычайным
ситуациям
Республики Беларусь
05.12.2022 № 66

ПРАВИЛА по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения

РАЗДЕЛ I ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Глава 1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1. Настоящие Правила разработаны во исполнение [Закона Республики Беларусь от 5 января 2016 г. № 354-З](#) «О промышленной безопасности» (далее – Закон «О промышленной безопасности») и устанавливают обязательные для соблюдения субъектами промышленной безопасности требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий и инцидентов на опасных производственных объектах (далее – ОПО) и потенциально опасных объектах (далее – ПОО) газораспределительной системы и газопотребления.

2. Настоящие Правила распространяются на объекты газораспределительной системы и газопотребления:

2.1. на которых находятся или могут находиться природный газ с избыточным давлением до 1,2 МПа или сжиженный углеводородный газ (далее – СУГ) с избыточным давлением до 1,6 МПа:

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 (далее – ГРП), шкафные регуляторные пункты (далее – ШРП) и газорегуляторные установки (далее – ГРУ);

газонаполнительные станции (далее – ГНС);

газонаполнительные пункты (далее – ГНП);

стационарные автомобильные газозаправочные станции и пункты, блочно-модульные автомобильные газозаправочные станции (далее – АГЗС);

резервуарные и групповые баллонные установки СУГ;

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 (далее – средства ЭХЗ);

объекты газопотребления, за исключением объектов жилищного фонда;

2.2. на которых находится или может находиться природный газ, в том числе с избыточным давлением более 1,2 МПа:

газопроводы и газовое оборудование тепловых электростанций и газоэнергетических установок, пункты подготовки газа (далее – ППГ), дожимные компрессорные станции;

стационарные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (далее – АГНКС).

3. Настоящие Правила не распространяются на:

объекты магистральных газопроводов;

технологические газопроводы и газовое оборудование химических, нефтехимических, нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих производств;

технологические газопроводы и газовое оборудование металлургических производств предприятий черной металлургии;

экспериментальные газопроводы и газовое оборудование, а также опытные образцы газового оборудования;

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

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

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

камеры сгорания газовых турбин;

вводные и внутренние газопроводы, газовое оборудование жилищного фонда.

4. В настоящих Правилах применяются термины и их определения в значениях, определенных [Законом «О промышленной безопасности»](#), [Законом Республики Беларусь от 4 января 2003 г. № 176-З «О газоснабжении»](#), [техническим регламентом Таможенного союза «О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе» \(ТР ТС 016/2011\)](#), принятым решением Комиссии Таможенного союза от 9 декабря 2011 г. № 875, [техническим регламентом Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» \(ТР ТС 010/2011\)](#), принятым решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 823, [техническим регламентом Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» \(ТР ТС 012/2011\)](#), принятым решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 825, [техническим регламентом Евразийского экономического союза «Требования к сжиженным углеводородным газам для использования их в качестве топлива» \(ТР ЕАЭС 036/2016\)](#), принятым решением Совета Евразийской экономической комиссии от 9 августа 2016 г. № 68, [техническим регламентом Евразийского экономического союза «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и \(или\) использованию» \(ТР ЕАЭС 046/2018\)](#), принятым решением Совета Евразийской экономической комиссии от 14 сентября 2018 г. № 74, а также следующие термины и их определения:

аварийно-диспетчерское обеспечение – комплекс мероприятий по локализации и ликвидации аварий и инцидентов, возникающих в процессе эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления;

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

ввод в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления – комплекс строительно-монтажных, пусконаладочных работ и приемка в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления (документально оформленное владельцем объекта

газораспределительной системы и газопотребления событие, фиксирующее начало его использования по назначению);

вводной газопровод – участок наружного газопровода от установленного снаружи отключающего устройства на газопроводе-вводе в здание, до внутреннего газопровода (первого отключающего устройства на внутреннем газопроводе), включая газопровод, проложенный в футляре газопровода через стену здания;

вывод из эксплуатации объекта газораспределительной системы и газопотребления – документально оформленное владельцем объекта газораспределительной системы и газопотребления событие, фиксирующее временное или постоянное прекращение эксплуатации объекта газораспределительной системы и газопотребления;

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

газоиспользующее оборудование – оборудование, где в технологическом процессе в качестве топлива используется природный газ или СУГ;

газопровод – трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа или СУГ, состоящий из труб, трубопроводной арматуры, соединительных частей и деталей газопровода;

газопровод продувочный – газопровод, предназначенный для вытеснения газа или воздуха (по условиям эксплуатации) из газопроводов и технических устройств;

газопровод сбросной – газопровод, предназначенный для отвода природного газа от предохранительных сбросных клапанов;

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

газоопасные работы – работы, выполняемые во взрывоопасной зоне (часть замкнутого или открытого пространства), в которой присутствует или может образоваться взрывоопасная газовая среда в объеме, требующем специальных организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работников при выполнении этих работ;

групповая баллонная установка – установка газоснабжения СУГ, в состав которой входит три и более 27 и 50 литровых баллонов;

защитно-запальное устройство (далее – ЗЗУ) – устройство, стационарно установленное на горелке, управляемое дистанционно со щита управления газоиспользующим оборудованием, а также с площадки обслуживания системы управления горелками и обеспечивающее розжиг факела горелки и селективный

контроль факела горелки во всех режимах работы газоиспользующего оборудования;

исполнительная документация – текстовые и графические материалы, отражающие фактическое исполнение проектных решений и фактическое положение объектов газораспределительной системы и газопотребления, технических устройств в процессе возведения, реконструкции, технической модернизации, капитального ремонта по мере завершения определенных в проектной документации работ;

капитальный ремонт объекта газораспределительной системы и газопотребления (далее – капитальный ремонт) – плановый ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурса объекта газораспределительной системы и газопотребления с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые;

консервация объекта газораспределительной системы и газопотребления или его части (далее – консервация) – выполнение комплекса мероприятий по обеспечению сохранения объекта газораспределительной системы и газопотребления или его части в работоспособном техническом состоянии в течение периода временного прекращения его эксплуатации;

ликвидация объекта газораспределительной системы и газопотребления (далее – ликвидация) – выполнение комплекса мероприятий по прекращению эксплуатации, в том числе с целью последующего демонтажа и (или) разборки объекта газораспределительной системы и газопотребления;

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, в том числе индивидуальные испытания и комплексное опробование оборудования, и режимно-наладочные испытания;

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

объект, использующий СУГ, – объект хранения, транспортирования и (или) использования СУГ, в том числе в качестве топлива;

объект газопотребления – производственная и технологическая система, включающая в себя газоиспользующее оборудование, внутренние газопроводы,

предназначенные для транспортирования газа от ввода газопровода в здание (помещение) до газоиспользующего оборудования, систему автоматики безопасности, блокировки, сигнализации, регулирования, телемеханики и управления технологическими процессами;

объекты газораспределительной системы – производственный комплекс, входящий в систему газоснабжения и состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для организации снабжения газами объектов газопотребления от газораспределительной станции или объектов хранения СУГ до отключающего устройства на газопроводе-вводе;

парогазовая установка (далее – ПГУ) – устройство, включающее радиационные и конвективные поверхности нагрева, генерирующие и перегревающие пар для работы паровой турбины за счет нагрева воды и водяного пара продуктами 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);

предохранительный запорный клапан (далее – ПЗК) – трубопроводная 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) – трубопроводная арматура, предназначенная для защиты газового оборудования и газопроводов от недопустимого повышения давления газа посредством сброса избытка газа;

противоаварийная защита – устройство аварийного отключения газа;

рабочее давление – максимально допустимое избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации оборудования в течение расчетного ресурса при нормальном протекании рабочего процесса;

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

ремонт объектов газораспределительной системы и газопотребления (далее – ремонт) – комплекс технологических операций и организационных действий по восстановлению работоспособности, исправности и ресурса ПОО, технических устройств и (или) их составных частей без изменения назначения и основных технических характеристик, устранению повреждений и неисправностей. Ремонты подразделяются на плановые, в том числе капитальные и текущие, и внеплановые, в том числе аварийно-восстановительные;

санация – комплекс мероприятий, направленный на восстановление герметичности, целостности и требуемых эксплуатационных характеристик газопровода, подвергшегося повреждению или износу;

сигнализация – устройство, обеспечивающее подачу звукового и светового сигнала при достижении предупредительного значения контролируемого параметра;

соединительные детали – элементы газопровода, предназначенные для соединения участков газопровода с помощью сварных соединений (отводы, переходы, тройники, заглушки, соединительные детали с закладным нагревательным элементом);

специализированная организация – организация, имеющая лицензию на осуществление деятельности в области промышленной безопасности;

специализированное подразделение – подразделение газоснабжающей или эксплуатирующей организации, созданное для локализации и ликвидации аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления на закрепленной за ним территории, с круглосуточным режимом работы, включая выходные и праздничные дни;

техническое обследование объектов газораспределительной системы и газопотребления (далее – техническое обследование) – комплекс работ по сбору, обработке, систематизации и анализу данных о техническом состоянии и степени износа ПОО, технических устройств с целью определения необходимости и целесообразности их ремонта, замены, технического диагностирования;

техническое обслуживание объектов газораспределительной системы и газопотребления (далее – техническое обслуживание) – комплекс организационных и технических мероприятий по поддержанию исправного и работоспособного состояния ПОО, технических устройств в течение срока службы путем устранения незначительных неисправностей, по обеспечению установленных параметров и режимов работы, наладке и регулированию, осуществлению работ по подготовке к весенне-летнему и осенне-зимнему периодам года;

эксплуатация объектов газораспределительной системы и газопотребления – стадия жизненного цикла объектов газораспределительной системы и газопотребления с момента ввода в эксплуатацию до ликвидации, на которой реализуется, поддерживается, восстанавливается их качество и включает в себя использование по назначению, определенному в проектной документации;

эксплуатирующая организация – юридическое лицо, индивидуальный предприниматель, осуществляющие эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления.

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

по чрезвычайным ситуациям (далее – Госпромнадзор) в соответствии с законодательством об административных процедурах.

6. При внедрении на объектах газораспределительной системы и газопотребления новых производственных процессов и технологий, технических устройств должны быть обеспечены требования безопасности, установленные эксплуатационной документацией изготовителя, возможность контроля выполнения всех технологических операций, от которых зависит безопасность жизни и здоровья людей.

7. Контроль за соблюдением требований настоящих Правил при осуществлении деятельности в области промышленной безопасности, а также при локализации и ликвидации аварий и инцидентов, их последствий осуществляются организацией, выполняющей данные работы.

8. Производственный контроль в области промышленной безопасности осуществляется эксплуатирующей организацией путем проведения комплекса мероприятий, направленных на обеспечение безопасного функционирования ОПО и (или) ПОО, а также на предупреждение аварий и инцидентов на этих объектах и обеспечение готовности к локализации и ликвидации аварий и инцидентов, их последствий.

Производственный контроль в области промышленной безопасности должен быть организован 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. № 37.

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

10. 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 лицензируемого вида деятельности в области промышленной безопасности и подготовки (переподготовки) работников соискателя лицензии, лицензиата, утвержденной постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 14 декабря 2022 г. № 78.

11. Подготовка и проверка знаний по вопросам промышленной безопасности работников субъектов промышленной безопасности (далее – работников), 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. № 31.

12. Подготовка путем освоения содержания образовательной программы повышения квалификации руководителей и специалистов субъектов промышленной безопасности проводится не реже 1 раза в 5 лет.

13. Эксплуатирующие организации должны обеспечить наличие необходимого для безопасной эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления числа работников, определенных проектом, прошедших необходимую подготовку и проверку знаний по вопросам промышленной безопасности, в том числе работников, работающих по профессии рабочего (далее – рабочий), удовлетворяющих необходимым квалификационным требованиям, с правом проведения газоопасных работ, обученные правилам пользования средствами индивидуальной защиты, способам оказания первой помощи, не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе и допущенных в установленном порядке к самостоятельной работе.

14. При выполнении работ рабочие, прошедшие необходимое профессиональное обучение и проверку знаний, должны иметь при себе удостоверение на право обслуживания ПОО, 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. № 31.

15. К производству работ по сварке на объектах газораспределительной системы и газопотребления допускаются сварщики, имеющие аттестационное свидетельство (удостоверение) сварщика.

Руководство сварочными работами и контроль за качеством сварных соединений на объектах газораспределительной системы и газопотребления должны быть возложены на аттестованного специалиста сварочного производства.

При монтаже и ремонте объемы контроля сварных соединений стальных газопроводов физическими методами необходимо принимать согласно [приложению 1](#).

16. На объектах газораспределительной системы и газопотребления должны применяться ПОО или технические устройства, эксплуатируемые (применяемые) на ПОО, на право изготовления конкретных моделей (типов) которых имеется разрешение, выданное в соответствии с законодательством об административных процедурах, или соответствующие требованиям технических регламентов Таможенного союза, Евразийского экономического союза и иных международно-

правовых актов, составляющих право Евразийского экономического союза, с учетом их пригодности к условиям эксплуатации.

17. Конструкция ПОО, технических устройств должна обеспечивать надежность, долговечность и безопасность эксплуатации в течение назначенного срока службы, а также возможность их ремонта и замены отдельных узлов (блоков).

18. ПОО, технические устройства должны выполнять свои функции при рабочем давлении, установленном составе газа, температуре, погодных условиях в соответствии с проектной документацией и эксплуатационной документацией изготовителя, обеспечивая безопасность при нормальном режиме работы и в случае возможных отказов оборудования.

19. Эксплуатационные документы изготовителя ПОО, технического устройства должны содержать указания и меры по обеспечению безопасности, которые необходимо соблюдать при их монтаже, наладке и эксплуатации, в том числе техническом обслуживании, ремонте, техническом диагностировании в течение назначенного срока службы, а также консервации, выводе их из эксплуатации и быть заверены.

20. Комплекс работ по обеспечению безопасной эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления в общем случае включает в себя:

ввод в эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления;

контроль технического состояния, включая технический осмотр (визуальный осмотр), техническое обследование, техническое диагностирование;

техническое обслуживание и ремонт;

контроль и управление режимами;

аварийно-диспетчерское обеспечение;

консервация и ликвидация при выводе из эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления.

21. При достижении назначенного срока службы, указанного в эксплуатационных документах изготовителя, эксплуатация технических устройств должна быть прекращена.

Решение о возможности продления назначенного срока службы по результатам технического диагностирования или выводе из эксплуатации ПОО, технических устройств принимается эксплуатирующей организацией:

до достижения назначенного срока службы, указанного в эксплуатационных документах изготовителей технических устройств;

до достижения 20 лет в случае отсутствия назначенного срока службы в эксплуатационных документах изготовителей технических устройств;

по результатам технического обследования ПОО.

22. Вывод из эксплуатации, замена ПОО, технических устройств осуществляются в соответствии с планами, разработанными и утвержденными эксплуатирующей организацией не менее чем за 6 месяцев до истечения срока службы.

23. Порядок и периодичность проведения работ по техническому обследованию, кроме установленных настоящими Правилами, определяются эксплуатирующей организацией.

Отчетная документация по результатам технического обследования утверждается руководителем организации, выполнившей эти работы, и содержит заключение о необходимости и целесообразности ремонта, замены, технического диагностирования ПОО, технических устройств.

24. Работы по техническому диагностированию ПОО, технических устройств должны выполняться специализированными организациями, имеющими собственную лабораторию, аккредитованную в Национальной системе аккредитации Республики Беларусь, для осуществления лицензируемого вида деятельности по техническому диагностированию ПОО и технических устройств на соответствие нормам безопасности.

25. Эксплуатация ПОО, технических устройств без проведения работ по продлению назначенного срока службы, с дефектами, выявленными по результатам технического диагностирования, не допускается.

26. Эксплуатирующей организацией должны разрабатываться и утверждаться планы технической модернизации, реконструкции объектов газораспределительной системы и газопотребления с целью приведения их в соответствие с действующим законодательством.

27. Для обеспечения надлежащего технического состояния объектов газораспределительной системы и газопотребления осуществляется техническая эксплуатация зданий и сооружений в порядке, определенном законодательством в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности.

С целью установления возможности дальнейшей эксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращения эксплуатации, в том числе после взрыва и пожара, проводится обследование зданий и сооружений в порядке, определенном законодательством в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности.

28. Консервация эксплуатируемых объектов газораспределительной системы и газопотребления предусматривает осуществление мероприятий, обеспечивающих их промышленную безопасность, материальную сохранность и предотвращение их разрушения, а также восстановление работоспособности для использования по назначению, определенному проектом, после расконсервации.

29. В процессе консервации или ликвидации путем демонтажа должны быть обеспечены мероприятия по сохранению уровня противокоррозионной защиты других объектов газораспределительной системы и газопотребления (в случае, если система противокоррозионной защиты консервируемых или ликвидируемых объектов участвовала в формировании системы противокоррозионной защиты других объектов газораспределительной системы и газопотребления).

30. 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. № 36.

31. 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. № 33.

32. До прибытия представителя Госпромнадзора и членов комиссии работники ОПО ПОО газораспределительной системы и газопотребления, на 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.

ГЛАВА 2

ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ОБЪЕКТОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

33. Объекты газораспределительной системы и газопотребления должны обеспечивать бесперебойное и безопасное снабжение газом потребителей газа, возможность оперативного отключения отдельных участков газораспределительной системы и потребителей газа для локализации

и ликвидации аварий и инцидентов, проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ.

34. Защита подземных стальных газопроводов, резервуаров и стальных вставок полиэтиленовых газопроводов от электрохимической коррозии должна обеспечивать ограничение влияния вновь вводимых в эксплуатацию средств ЭХЗ на соседние подземные металлические сооружения и коммуникации в соответствии с техническими условиями газоснабжающей организации, являющейся собственником и (или) уполномоченным им лицом средств ЭХЗ объектов газораспределительной системы.

При санации стальных подземных газопроводов, транспортирующих природный газ давлением не более 1,2 МПа включительно, путем внутренней облицовки рукавом с полимеризующимся слоем должны соблюдаться требования, предъявляемые к стальным подземным газопроводам.

Размещение газопроводов, газоиспользующего и вспомогательного оборудования в помещениях должно обеспечивать возможность и безопасность их обслуживания и ремонта.

35. Специализированные монтажные организации должны иметь работников, удовлетворяющих необходимым квалификационным требованиям, в том числе аттестованных сварщиков, технологические инструкции и карты, а также на праве собственности, хозяйственного ведения, оперативного управления или ином законном основании необходимое для осуществления деятельности инженерно-техническое обеспечение, производственную базу:

помещения, оборудование, в том числе для сварки труб, изготовления трубных заготовок, испытаний, нанесения противокоррозионных защитных покрытий, проведения входного контроля;

механизмы для транспортирования и укладки труб;

лабораторию, аккредитованную в Национальной системе аккредитации Республики Беларусь, для осуществления лицензируемого вида деятельности;

геодезическую службу для инструментальной проверки планового и высотного положений строящихся наружных газопроводов.

36. Объекты газораспределительной системы и газопотребления, вводимые в эксплуатацию после возведения, реконструкции, технической модернизации, монтажа, наладки, капитального ремонта (далее – объекты строительства) подлежат приемке в эксплуатацию в соответствии с законодательством в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности, и настоящими Правилами.

Приемка в эксплуатацию объектов строительства осуществляется по завершении монтажных работ, а также пусконаладочных работ, комплексного опробования газоиспользующего оборудования.

37. Заказчик, застройщик назначает рабочую комиссию по приемке в эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления и уведомляет Госпромнадзор не менее чем за 15 рабочих дней о дате и месте работы рабочей комиссии.

В состав рабочей комиссии включаются представители застройщика (заказчика), а также субъектов промышленной безопасности:

разработчика проектной документации;

подрядчиков, осуществивших монтажные и, при необходимости, наладочные работы;

газоснабжающей и (или) эксплуатирующей организации;

Приемка в эксплуатацию объектов строительства осуществляется с участием должностного лица Госпромнадзора, за исключением объектов строительства газопроводов-вводов низкого и среднего давления в жилые дома. При необходимости в состав рабочей комиссии могут включаться представители изготовителя (поставщика) оборудования.

38. Рабочей комиссией осматривается смонтированный объект строительства и оценивается:

наличие лицензий проектных, строительного-монтажных и наладочных организаций на право осуществления деятельности в области промышленной безопасности, сведений о проверке лицензионных требований;

соблюдение требований технических регламентов Таможенного союза, Евразийского экономического союза;

соответствие объекта строительства утвержденной проектной документации, положительному заключению государственной экспертизы строительного проекта (разделов строительного проекта, технические решения которых затрагивают область распространения настоящих Правил);

возможность изолированно, полноценно и безопасно осуществлять эксплуатацию принимаемых в эксплуатацию очередей строительства, пусковых комплексов;

доступность оборудования для технического обслуживания и ремонта;

соответствие объекта строительства требованиям промышленной безопасности, эксплуатационной надежности, в том числе готовность организации к эксплуатации объекта, выпуску продукции (выполнению работ, оказанию услуг).

39. Первичный пуск газа (заполнение резервуаров СУГ) на объекты строительства разрешается после выполнения работ по отделке газифицируемых помещений, а также подписания рабочей комиссией акта приемки в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления по форме согласно [приложению 2](#) при наличии на данных объектах:

строительного проекта;

положительного заключения государственной экспертизы строительного проекта (разделов строительного проекта, технические решения которых затрагивают область распространения настоящих Правил) в случаях, предусмотренных законодательством;

исполнительной документации;

разрешительных и эксплуатационных документов изготовителей ПОО, технических устройств;

документов, удостоверяющих качество применяемых материалов соединительных частей и деталей;

актов монтажной организации о проведении ревизии технических устройств и (или) журналов входного контроля;

протоколов проверки (испытаний) сварных соединений и изоляционных покрытий;

протоколов испытаний электроустановок, заземляющих устройств, молниезащиты;

актов специализированной организации о проверке эффективности и приемки в эксплуатацию средств ЭХЗ;

актов освидетельствования скрытых работ при монтаже газопроводов;

актов проверки уплотнения (герметизации) вводов инженерных коммуникаций;

актов приемки в эксплуатацию дымовых труб и протоколов проверок дымовых труб;

акта приемки системы вентиляции (кондиционирования) воздуха;

актов проверки срабатывания и готовности к проведению пусконаладочных работ средств автоматизации и сигнализации объекта строительства, газоиспользующих установок;

копии приказа о назначении лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления;

документов, подтверждающих необходимую подготовку и проверку знаний работников эксплуатирующей организации, укомплектованность штата в соответствии с проектом;

технологических инструкций, технологических схем;

эксплуатационных паспортов ПОО;

документов, связанных с регистрацией ОПО, ПОО;

положения о газовой службе (при наличии) или договора со специализированной организацией на проведение работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газораспределительной системы и газопотребления;

инструкций для работников диспетчерского пульта объектов газопотребления, эксплуатируемых без постоянного обслуживающего персонала.

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

Дефекты, допущенные в ходе монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе испытаний, должны быть устранены до начала комплексного опробования оборудования.

41. Пусконаладочные работы проводятся специализированной организацией после окончания монтажных работ по программе, согласованной с заказчиком (застройщиком).

42. К моменту проведения пусконаладочных работ на объекте строительства должны быть выполнены мероприятия:

назначены лица, ответственные за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления;

размещены на рабочих местах технологические схемы;

утверждены должностные и технологические инструкции, графики технического обслуживания и ремонта;

оформлена исполнительная документация и подписан акт приемки в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления с решением рабочей комиссии о готовности оборудования объекта к проведению пусконаладочных работ;

зарегистрированы ОПО и ПОО в соответствии с законодательством об административных процедурах;

обозначена нумерация оборудования согласно технологической схеме;

указано направление движения газа на газопроводах, а на маховиках запорной арматуры – направление вращения при открытии и закрытии;

обеспечена подготовка и проверка знаний работников в объеме требований промышленной безопасности, необходимых для исполнения ими трудовых обязанностей.

43. Проведение пусконаладочных работ и пуск (слив) газа без включения в работу автоматических средств (систем) противоаварийной и противопожарной защиты не допускается.

44. Во время пусконаладочных работ ответственным за их проведение является руководитель специализированной наладочной организации, выполняющей данные работы, все работы выполняются по его указанию.

45. На период комплексного опробования, проводимого специализированными наладочными организациями в установленном режиме работы в течение не менее 72 часов, должно быть организовано дежурство работников эксплуатирующей и наладочной организаций для наблюдения за состоянием технических устройств и принятия мер по своевременному устранению неисправностей и утечек газа.

Работники, осуществляющие дежурство, должны быть проинструктированы руководителем пусконаладочных работ о возможных неполадках и способах их устранения, обеспечены необходимыми схемами и инструкциями, средствами защиты, приборами и оборудованием.

46. Срок проведения пусконаладочных работ не должен превышать трех месяцев.

47. Объекты строительства с оборудованием, требующим проведения пусконаладочных работ, принимаются в эксплуатацию после окончания этих работ, подписания рабочей комиссией акта приемки в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления по форме согласно [приложению 2](#) при предъявлении комиссии следующей документации:

технических отчетов о положительных результатах пусконаладочных работ, актов комплексного опробования газоиспользующего оборудования;

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

протоколов проверки кратности воздухообмена помещений в соответствии с проектом (при работающем газоиспользующем оборудовании).

48. Объект строительства, не введенный в эксплуатацию в установленном порядке в течение 6 месяцев с момента окончания монтажа, должен быть повторно испытан на герметичность.

Дополнительно проверяется работа средств ЭХЗ, состояние систем дымоудаления и вентиляции, комплектность и исправность оборудования, средств измерений и автоматизации.

49. Подводные переходы газопроводов, требующие проведения водолазного обследования, по окончании монтажа подлежат техническому обследованию специализированной организацией. Результаты технического обследования отражаются в отчетной документации.

50. Соответствие принимаемого в эксплуатацию объекта строительства в целом, выделенных очередей строительства, пусковых комплексов разрешительной и проектной документации (в части эксплуатационной надежности и промышленной безопасности) подтверждается заключением, выдаваемым Госпромнадзором в соответствии с законодательством об административных процедурах.

51. Эксплуатация объектов газораспределительной системы и газопотребления, не принятых рабочей комиссией в установленном порядке, в том числе не обеспеченных электрохимической защитой в соответствии с проектом, не допускается.

52. В случае, когда после приемки в эксплуатацию объект газораспределительной системы и газопотребления не эксплуатировался более 3 месяцев, он подлежит консервации и обслуживанию в этом состоянии.

Перед расконсервацией эксплуатирующая организация должна обеспечить проведение специализированной проектной организацией обследования объекта газораспределительной системы и газопотребления для оценки его технического состояния.

РАЗДЕЛ II

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

ГЛАВА 3

ОБЩИЕ требования

53. Эксплуатация объектов газораспределительной системы и газопотребления осуществляется их собственником и (или) уполномоченным им лицом в соответствии с настоящими Правилами.

54. Эксплуатирующая организация обязана:

обеспечивать соблюдение требований законодательства в области промышленной безопасности;

принимать меры по сохранению жизни и здоровья своих работников;

укомплектовать штат работников, обеспечивающих промышленную безопасность;

допускать к работе, выполнению работ (оказанию услуг) работников, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям, прошедших проверку знаний по вопросам промышленной безопасности в комиссии для проверки знаний по вопросам промышленной безопасности, имеющих при себе удостоверение на право обслуживания ПОО, не имеющих медицинских противопоказаний к выполнению указанной работы;

обеспечивать проведение подготовки и проверки знаний по вопросам промышленной безопасности работников;

отстранять от работы работников, не прошедших в установленных законодательством случаях и порядке проверку знаний по вопросам промышленной безопасности;

осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на эксплуатируемых ОПО и (или) ПОО газораспределительной системы и газопотребления;

принимать меры по предотвращению проникновения на объект газораспределительной системы и газопотребления посторонних лиц;

обеспечивать проведение идентификации принадлежащих ей ОПО;

обеспечивать регистрацию ОПО газораспределительной системы и газопотребления в государственном реестре ОПО, внесение при необходимости изменений в сведения, содержащиеся в государственном реестре ОПО;

обеспечивать в установленном порядке проведение экспертизы промышленной безопасности, технического диагностирования, технического освидетельствования, испытаний ПОО, технических устройств в сроки, установленные настоящими Правилами;

обеспечивать разработку, оформление и представление деклараций промышленной безопасности для ОПО I и II типов опасности, внесение в них изменений и (или) дополнений;

принимать меры по созданию инженерных систем контроля и наблюдения, систем оповещения и связи, средств и систем защиты, поддержанию их в исправном состоянии;

выполнять требования (предписания) об устранении нарушений, вынесенные Госпромнадзором;

принимать меры по предупреждению аварий и инцидентов на принадлежащих ей объектах газораспределительной системы и газопотребления;

в случаях выявления нарушений, создающих угрозу национальной безопасности, причинения вреда жизни и здоровью населения, окружающей среде, приостанавливать эксплуатацию принадлежащих ей ОПО и (или) ПОО, технического устройства самостоятельно или по предложению о приостановлении (запрете) деятельности организации (ее цехов, производственных участков), объекта строительства, оборудования, вынесенному Госпромнадзором;

своевременно информировать территориальный орган по чрезвычайным ситуациям, Госпромнадзор об аварии, а в случаях, определенных Министерством по чрезвычайным ситуациям, – и об инциденте на принадлежащих ей объектах газораспределительной системы и газопотребления либо об угрозе их возникновения в соответствии с законодательством о защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;

разрабатывать и проводить мероприятия по локализации и ликвидации аварий и инцидентов, их последствий на принадлежащих ей объектах газораспределительной системы и газопотребления, оказывать содействие государственным органам в техническом расследовании причин таких аварий и инцидентов;

обучать своих работников действиям в случае аварии или инцидента;

принимать участие в техническом расследовании причин аварии, проводить техническое расследование (принимать участие в техническом расследовании) причин инцидента на принадлежащих ей объектах газораспределительной системы и газопотребления;

вести учет аварий и инцидентов на принадлежащих ей объектах газораспределительной системы и газопотребления, анализировать причины их возникновения;

представлять в Госпромнадзор информацию о выполнении мероприятий, предписываемых актами расследования причин аварии или инцидента;

обеспечивать содержание объектов газораспределительной системы и газопотребления в исправном и работоспособном состоянии путем выполнения комплекса мероприятий, предусмотренных настоящими Правилами;

иметь договоры на техническое обслуживание и ремонт объектов газораспределительной системы и газопотребления со специализированными организациями в случае отсутствия в составе эксплуатирующей организации собственной газовой службы;

обеспечивать проведение входного контроля ПОО, технических устройств, сварочных и изоляционных материалов;

обеспечивать проведение контроля качества выполняемых сварочных и изоляционных работ;

обеспечивать хранение проектной, исполнительной и эксплуатационной документации.

55. Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газораспределительной системы и газопотребления определяется эксплуатирующей организацией в соответствии с настоящими Правилами.

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

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

57. Место и порядок хранения проектной и исполнительной документации, эксплуатационных паспортов, журналов и другой эксплуатационной документации, должны определяться приказом руководителя эксплуатирующей организации.

Допускается ведение эксплуатационной документации, кроме эксплуатационных паспортов и нарядов-допусков на проведение газоопасных работ, в электронном виде. При этом руководитель эксплуатирующей организации обязан обеспечить хранение электронных данных в соответствии с архивными сроками хранения, а также защиту электронных данных от постороннего вмешательства.

При ведении эксплуатационной документации в электронном виде возможность изменения и (или) искажения ранее внесенных записей должна быть исключена.

58. Для работников эксплуатирующей организации должны быть разработаны технологические, должностные инструкции, инструкции по охране труда.

59. Технологическая инструкция должна содержать требования по обеспечению технологической последовательности выполнения работ, в том

числе газоопасных, условий безопасного их проведения, методы и объемы проверки качества выполняемых работ с учетом особенностей объектов, конкретных условий производства, требований изготовителя оборудования и утверждаться руководителем (техническим руководителем) эксплуатирующей организации.

К технологической инструкции должны прилагаться технологические схемы газопроводов (кроме распределительных газопроводов), утвержденные руководителем (техническим руководителем) эксплуатирующей организации, с обозначением мест установки арматуры, газоиспользующего оборудования и средств измерений, подлежащих государственной поверке. Нумерация технических устройств должна соответствовать ее нумерации на технологической схеме.

С технологическими инструкциями работников знакомят под роспись.

60. Режимные карты разрабатываются специализированными организациями, проводящими наладочные испытания газоиспользующего оборудования, в случае необходимости переключения режимов работы оборудования для определения реальных характеристик систем автоматизации в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя оборудования.

Необходимость и периодичность режимно-наладочных испытаний газоиспользующего оборудования в процессе эксплуатации с пересмотром режимных карт должны быть определены технологической инструкцией с учетом отчетной документации наладочных организаций.

61. Копии утвержденных технологических инструкций и схем, а также режимные карты должны быть размещены на рабочих местах.

62. Технологическая инструкция, технологическая схема и режимные карты должны пересматриваться и утверждаться руководителем (техническим руководителем) эксплуатирующей организации после реконструкции, технической модернизации, консервации, изменения технологического процесса до включения оборудования в работу и в плановом порядке не реже 1 раза в 3 года.

63. На каждый наружный газопровод, установку электрохимической защиты, ГРП, ШРП, ГРУ, резервуарную и групповую баллонную установку, АГЗС, АГНКС должен составляться эксплуатационный паспорт по форме согласно [приложениям 3–10](#).

В эксплуатационный паспорт вносятся сведения о реконструкции, технической модернизации, консервации, техническом обслуживании, проведенных ремонтах, врезках и присоединениях газопроводов, замене оборудования, авариях (инцидентах).

Эксплуатационные документы изготовителя, разрешительные документы, в том числе на замененное при ремонте оборудование, должны храниться

в исполнительной документации, копии этих документов – прикладываться к эксплуатационному паспорту.

64. Виды и (или) формы эксплуатационных журналов, не предусмотренные настоящими Правилами, могут устанавливаться эксплуатирующими организациями самостоятельно.

Эксплуатационный журнал должен содержать в хронологическом порядке необходимую информацию, позволяющую однозначно идентифицировать эксплуатируемый ПОО (техническое устройство), контролировать сроки, содержание, объем и качество выполненных работ, оценивать поведение оборудования в рамках гарантированных изготовителем значениях основных параметров и характеристик (свойств) при его эксплуатации в течение установленного срока службы. Каждая запись удостоверяется подписью ответственного лица, внесшего данную запись.

65. В эксплуатирующей организации приказом из числа руководителей (технических руководителей) или специалистов, прошедших в установленном порядке подготовку и проверку знаний, назначается лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, в целом по организации и (при необходимости) каждого цеха (участка) в отдельности.

На время отсутствия ответственного лица (отпуск, командировка, переподготовка, болезнь и другие случаи) исполнение его обязанностей должно быть возложено приказом организации на другого специалиста, прошедшего подготовку и проверку знаний в установленном порядке.

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

обеспечению безопасного режима газоснабжения, контролю за выполнением газоопасных работ, в том числе сторонними специализированными организациями;

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

разработке графиков технического обслуживания и ремонта объектов газораспределительной системы и газопотребления;

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

разработке и корректировке (при необходимости) инструкций, планов локализации и ликвидации аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления;

участию в комиссиях по проверке знаний работников организации;

проверке соблюдения порядка допуска работников к самостоятельной работе;

проведению регулярного контроля за безаварийной и безопасной эксплуатацией объектов газораспределительной системы и газопотребления, за соблюдением сроков выполнения ремонтных работ в соответствии с планами работ, а также за правильностью и полнотой ведения эксплуатационных паспортов и журналов;

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

участию в разработке планов по техническому диагностированию и замене оборудования, отработавшего нормативный срок службы, контролю за их выполнением;

организации и проведению противоаварийных тренировок;

участию в обследованиях, проводимых Госпромнадзором, обеспечению устранения выявленных нарушений;

обеспечению сохранности проектной и исполнительной документации, эксплуатационных паспортов и журналов.

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

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

требовать отстранения от выполнения работ, в том числе газоопасных, работников, не прошедших проверку знаний по вопросам промышленной безопасности, а также инструкций по безопасным методам и приемам выполнения работ в установленном порядке;

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

представлять руководителям цехов (участков), начальнику газовой службы предложения об устранении нарушений;

не допускать ввода в эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, не отвечающих требованиям настоящих Правил;

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

68. Приказом в организации, эксплуатирующей объекты газораспределительной системы и газопотребления своими силами, должна быть организована газовая служба.

69. Задачи и функции газовой службы, ее структура, численность, обязанности работников газовой службы, оснащение, взаимодействие с газоснабжающими организациями устанавливаются положением о газовой службе, утвержденным руководителем организации.

Газовая служба должна обеспечивать выполнение комплекса мероприятий по обеспечению безопасной и надежной эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления в соответствии с настоящими Правилами.

Газовая служба должна быть укомплектована работниками, имеющими квалификацию, необходимую для обеспечения в полном объеме выполнения работ, в том числе газоопасных, по техническому обслуживанию и ремонту объектов газораспределительной системы и газопотребления.

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

Перечень инструментов, оборудования, приборов, средств индивидуальной защиты, а также текущего и аварийного запасов материалов должен быть утвержден руководителем эксплуатирующей организации.

71. Организационно-управленческие структуры и кадровый состав газоснабжающих организаций и поставщиков газа формируют в зависимости от состава и объема работ по эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления, выполняемых собственными силами, в соответствии с положениями о структурных подразделениях (филиалах, службах, отделах) организаций.

72. Выявление и ликвидация коррозионно-опасных зон на подземных стальных газопроводах и резервуарах СУГ, техническое обслуживание и ремонт средств ЭХЗ должны осуществляться организациями, имеющими специализированные службы (группы) защиты от коррозии, укомплектованные подготовленными работниками, оснащенные необходимыми средствами измерений, механизмами, и лабораториями, аккредитованными в установленном порядке.

73. При отсутствии в эксплуатирующей организации собственной газовой службы работы по техническому обслуживанию и ремонту объектов

газораспределительной системы и газопотребления, включая техническое обследование, могут выполняться специализированными организациями на договорных условиях.

В договоре должны быть 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 документации.

74. Ежегодные планы технического обслуживания и ремонта, в том числе технического обследования, объектов газораспределительной системы и газопотребления утверждаются руководителем (техническим руководителем) эксплуатирующей организации.

Планы выполнения работ, предусмотренные договорами оказания услуг по техническому обслуживанию и ремонту объектов газораспределительной системы и газопотребления и утверждаемые специализированными организациями, выполняющими эти работы, согласовываются с эксплуатирующей организацией.

75. Природный газ и СУГ, подаваемые потребителям, должны соответствовать требованиям технических регламентов Таможенного союза и (или) Евразийского экономического союза и технических нормативных правовых актов.

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

77. Межфланцевые заглушки, устанавливаемые на газопроводе при проведении ремонтных, испытательных и других работ, должны соответствовать типу фланцевого соединения, изготавливаться из материала, аналогичного или не уступающего прочностным характеристикам материала труб газопровода, выдерживать максимальное давление газа в газопроводе и не допускать протечек газа.

Заглушки должны иметь хвостовики (рукоятки), выступающие за пределы фланцев. Марка стали, условный диаметр и максимальное давление газа выбиваются на хвостовике заглушек.

ГЛАВА 4

ГАЗООПАСНЫЕ РАБОТЫ

78. Газоопасные работы на объектах газораспределительной системы и газопотребления выполняются в соответствии с настоящими Правилами.

79. В организациях, выполняющих газоопасные работы, разрабатываются и утверждаются техническим руководителем:

перечень газоопасных работ, выполняемых с оформлением наряда-допуска на производство газоопасных работ (далее – наряд-допуск) и без оформления наряда-допуска;

инструкции по организации и безопасному проведению газоопасных работ.

80. К газоопасным работам относятся:

присоединение (врезка) вновь построенных газопроводов к действующим;

пуск газа в газопроводы и другие объекты газораспределительной системы и газопотребления при вводе их в эксплуатацию, после их отключения, реконструкции, технической модернизации, ремонта или консервации;

наладочные работы;

техническое обслуживание и ремонт объектов газораспределительной системы и газопотребления;

виды работ при ремонте газопроводов, ГРП, ШРП, ГРУ, выполняемые с отключением подачи или снижением давления газа у потребителей;

ремонтные работы с применением сварки и газовой резки на действующих объектах газораспределительной системы и газопотребления;

снижение и восстановление давления газа в газопроводах среднего и высокого давлений, связанные с отключением потребителей;

установка и снятие заглушек на действующих газопроводах;

удаление закупорок на действующих газопроводах;

выполнение работ на действующих газопроводах в шурфах, траншеях и котлованах или технических устройствах в газовых колодцах;

отключение, продувка газопроводов и последующий пуск газа на объект газопотребления;

отключение от действующей сети и продувка газопроводов, консервация и ликвидация при выводе из эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления;

подготовка и проведение технического освидетельствования, технического диагностирования и вывода из эксплуатации резервуаров СУГ;

слив СУГ из железнодорожных и автомобильных цистерн, наполнение СУГ автомобильных цистерн и резервуаров, слив неиспарившихся остатков СУГ из баллонов и резервуаров, слив СУГ из переполненных баллонов и резервуаров;

локализация и ликвидация аварий и инцидентов.

81. Периодически повторяющиеся газоопасные работы, являющиеся неотъемлемой частью технологических операций, характеризующиеся аналогичными условиями их проведения, постоянством места и характера работ, определенным составом исполнителей, могут проводиться без оформления наряда-допуска по утвержденным для каждого вида работ технологическим инструкциям и регистрацией в журнале учета газоопасных работ, проводимых без оформления наряда-допуска.

К периодически повторяющимся газоопасным работам, выполняемым без оформления наряда-допуска, относятся:

техническое обслуживание запорной арматуры, предохранительных клапанов и проверка параметров их настройки;

техническое обслуживание запорной арматуры и компенсаторов наружных газопроводов, расположенных вне колодцев и в колодцах глубиной менее 1 м;

техническое обследование подземных газопроводов;

технический осмотр объектов газораспределительной системы и газопотребления;

техническое обслуживание газопроводов, ГРП, ШРП, ГРУ, осуществляемое без отключения или снижения давления газа у потребителей;

ремонт, осмотр и проветривание колодцев (без спуска в них);

проверка и откачка конденсата из конденсатосборников;

ремонтные работы без применения сварки и резки в шурфах, колодцах, траншеях, котлованах, на газопроводах низкого давления диаметром не более 50 мм;

контроль интенсивности запаха газа;

контроль давления газа;

повторный слив СУГ из железнодорожных и автомобильных цистерн, повторное наполнение СУГ автомобильных цистерн и резервуаров, слив неиспарившихся остатков СУГ из баллонов и резервуаров, слив газа из переполненных баллонов;

техническое обслуживание газопроводов общественных зданий без отключения газа и газоиспользующего оборудования;

наладочные работы.

Работы по устранению утечек газа, локализации и ликвидации аварий и инцидентов проводятся без нарядов-допусков до устранения угрозы причинения

вреда жизни и здоровью людей, окружающей среде, имуществу физических и юридических лиц по планам локализации и ликвидации аварий и инцидентов.

После устранения угрозы работы по приведению газопроводов и газового оборудования в технически исправное состояние должны проводиться по наряду-допуску.

В случае, когда авария или инцидент от начала до конца ликвидируется специализированным подразделением газоснабжающей организации, составление наряда-допуска не требуется.

82. На технологически сложные работы, требующие координации взаимодействия бригад, выполняющих газоопасные работы по отдельным нарядам-допускам, дополнительно разрабатывают специальный план организации и производства газоопасных работ (далее – специальный план).

К технологически сложным работам, выполняемым в соответствии со специальным планом, относятся:

пуск газа в газопроводы объектов газораспределительной системы и газопотребления;

работы по присоединению газопроводов высокого и среднего давления, за исключением газопроводов-вводов при проведении работ без снижения давления газа в распределительном газопроводе с применением специальных приспособлений, обеспечивающих надежность и безопасность работ;

ремонтные работы в ГРП, ШРП, ГРУ, АГНКС, в производственной зоне объектов, использующих СУГ, с применением сварки и газовой резки;

ремонтные работы на 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;

подготовка и проведение технического освидетельствования резервуаров СУГ, вывод из эксплуатации резервуаров СУГ;

первичное заполнение резервуаров СУГ при вводе их в эксплуатацию, а также после ремонта, очистки, проведения технического освидетельствования, технического диагностирования.

В специальном плане указывают организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работников при выполнении газоопасных работ, в том числе последовательность проведения операций, расстановку работников, техническое оснащение, а также лиц, осуществляющих руководство газоопасными работами отдельно на каждом участке работы, общее руководство и координацию действий.

Специальные планы утверждает руководитель газоснабжающей или эксплуатирующей организации (филиала). К специальным планам работ на подземных газопроводах прилагают ситуационный план (план трассы) и копии исполнительных чертежей с указанием места и характера производимых работ.

Каждому руководителю работ выдается отдельный наряд-допуск в соответствии со специальным планом.

83. Приказом по организации, выполняющей газоопасные работы, из числа руководителей и специалистов назначаются лица, имеющие право выдачи нарядов-допусков.

Лицо, выдавшее наряд-допуск, устанавливает необходимость производства и объем работ, определяет возможность безопасного их выполнения, продлевает наряд-допуск и несет ответственность за:

правильность и полноту указываемых в наряде-допуске мер безопасности;

качественный и количественный состав исполнителей работ;

назначение руководителя работ из числа руководителей и специалистов организации.

84. Перед началом производства газоопасных работ руководитель работ обязан:

ознакомить работников с мероприятиями по обеспечению безопасного производства работ, в том числе условиями и технологией выполнения работ, необходимыми мерами безопасности;

обеспечить выполнение подготовительных, организационных и технических мероприятий, необходимых для производства газоопасных работ;

определить необходимые средства защиты, инструменты и приспособления с учетом воздействующих на работников вредных и (или) опасных производственных факторов, наличие и исправность средств защиты;

обеспечить контроль воздуха рабочей зоны.

При производстве работ руководитель работ обязан:

осуществлять контроль за выполнением мероприятий, предусмотренных в наряде-допуске;

обеспечивать непрерывный контроль воздуха рабочей зоны;

при возникновении опасности для жизни и здоровья работников принимать меры по ее устранению, при необходимости прекращать работы и обеспечивать эвакуацию работников из взрывоопасной зоны.

85. К выдаче нарядов-допусков, руководству и выполнению газоопасных работ допускаются работники, прошедшие подготовку и проверку знаний по вопросам промышленной безопасности, знающие технологию проведения газоопасных работ, правила пользования средствами индивидуальной защиты, способы оказания первой помощи, порядок действий при локализации и ликвидации аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления.

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.

86. Наряд-допуск оформляется по форме согласно [приложению 11](#). Наряд-допуск может содержать дополнительную информацию с учетом специфики проводимых работ.

Наряды-допуски должны храниться не менее 1 года с даты их закрытия.

Наряды-допуски, выдаваемые на первичный пуск (слив) газа, врезку в действующий газопровод, отключения газопроводов с заваркой наглухо в местах ответвления, первичный слив СУГ, производство ремонтных работ с применением сварки на элементах подземных газопроводов и резервуаров, хранятся постоянно в исполнительной документации.

Заполнение наряда-допуска карандашом, исправления в тексте не допускаются.

Порядок и условия хранения нарядов-допусков определяются приказом руководителя эксплуатирующей организации.

87. Наряд-допуск оформляется в двух экземплярах. Первый экземпляр находится у лица, выдавшего наряд-допуск, второй – у руководителя работ.

При производстве работ работниками сторонних организаций на территории организации наряд-допуск оформляется в трех экземплярах: первый экземпляр находится у лица, выдавшего наряд-допуск, второй – у руководителя работ, третий экземпляр выдается уполномоченному должностному лицу организации, на территории которой производятся работы.

88. Наряд-допуск выдается на срок, необходимый для выполнения работ. При невозможности окончить работу в установленный срок наряд-допуск подлежит продлению лицом, выдавшим его.

Если газоопасные работы, выполняемые по наряду-допуску, проводятся более одного дня, руководитель работ обязан ежедневно докладывать о ходе выполнения газоопасных работ лицу, выдавшему наряд-допуск.

Наряды-допуски должны выдаваться не менее чем за сутки до выполнения работ для проведения необходимой подготовки.

89. Командированным работникам наряды-допуски выдаются на срок, не превышающий срок командировки. Производство работ контролируется лицами, назначенными организацией, производящей работы, и эксплуатирующей организацией.

90. Работы по наряду-допуску прекращаются, наряд-допуск изымается и возвращается лицу, его выдавшему, в случаях:

обнаружения несоответствия фактического состояния условий производства работ требованиям безопасности, предусмотренным нарядом-допуском;

изменения объема и характера работ, вызвавших изменения условий выполнения работ;

обнаружения руководителем работ или другими лицами, осуществляющими контроль за безопасным выполнением работ, нарушений работниками требований безопасности;

изменения состава исполнителей работ более чем на 50 %.

В случае обнаружения несоответствия фактического состояния условий производства работ требованиям безопасности, предусмотренным нарядом-допуском, к выполнению работ можно приступить только после получения нового наряда-допуска.

91. После полного завершения работ по наряду-допуску, он закрывается руководителем работ и возвращается лицу, выдавшему наряд-допуск, который также делает в нем отметку о завершении работ.

92. Наряды-допуски должны регистрироваться в журнале по форме согласно [приложению 12](#).

Периодически повторяющиеся газоопасные работы, проводимые без оформления наряда-допуска, должны учитываться в журнале по форме согласно [приложению 13](#).

Журналы прошнуровываются, скрепляются подписью должностного лица и печатью эксплуатирующей организации (при наличии), страницы в них нумеруются.

93. Газоснабжающие организации или эксплуатирующие организации должны заблаговременно извещать поставщика газа и потребителей о проведении работ, связанных с сокращением или приостановлением подачи газа, с указанием даты и продолжительности работ.

94. Газоопасные работы должны выполняться, как правило, в светлое время суток. Работы по локализации и ликвидации аварий выполняются в любое время суток. При производстве работ в темное время суток необходимо обеспечить достаточное освещение места производства работ.

95. Газоопасные работы выполняются бригадой в составе не менее двух рабочих.

При выполнении газоопасных работ, не требующих оформления наряда-допуска, допускается поручать руководство работами наиболее квалифицированному рабочему.

Первичный слив СУГ из железнодорожных и автомобильных цистерн, наполнение СУГ автомобильных цистерн и резервуаров, а также работы в резервуарах СУГ, колодцах, туннелях, коллекторах, в траншеях и котлованах глубиной более 1 м выполняются бригадой в составе не менее трех рабочих.

Допускается газоопасные работы по техническому обслуживанию объектов газопотребления общественных зданий без оформления наряда-допуска выполнять одним рабочим.

96. Все распоряжения при проведении газоопасной работы дает руководитель работ. Другие должностные лица и руководители, присутствующие при проведении работы, могут давать указания только руководителю работ.

97. Работники, выполняющие газоопасные работы, должны быть обеспечены инструментами, исключающими искрообразование, переносными светильниками во взрывозащищенном исполнении, приборами контроля загазованности, средствами индивидуальной защиты, в том числе специальной сигнальной одеждой повышенной видимости, и предупреждающими знаками для выполнения работ на проезжей части в соответствии с законодательством об охране труда.

98. До начала выполнения газоопасных работ в помещениях с газовым оборудованием, колодцах, туннелях, коллекторах проводят анализ газовоздушной смеси с помощью газоанализатора.

Пробы газа должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах.

В течение всего времени проведения работ по сварке и газовой резке на газопроводах СУГ колодцы и котлованы должны вентилироваться путем нагнетания воздуха вентилятором или компрессором.

99. При объемной доле газа в воздухе более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени (воспламенения) (далее – НКПР) по показанию газоанализатора и (или) содержанию кислорода менее 18 % газоопасные работы выполняются специализированными подразделениями в соответствии с планами локализации и ликвидации аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления.

100. При подготовке к проведению технического освидетельствования, технического диагностирования или выводу из эксплуатации резервуаров СУГ, а также проведению работ по сварке и резке резервуары должны быть очищены, промыты, пропарены.

101. Насосы и компрессоры на время производства газоопасных работ в помещениях насосно-компрессорного отделения объекта, использующего СУГ, должны быть остановлены.

102. Присоединение к действующим газопроводам вновь построенных газопроводов, не принятых в эксплуатацию в установленном порядке, запрещается.

103. Газопроводы перед их присоединением к действующим газопроводам, а также после ремонта должны подвергаться внешнему осмотру и контрольным испытаниям воздухом или инертными газами бригадой, производящей пуск газа.

Допускается не подвергать контрольным испытаниям участки газопроводов, отключаемые для проведения ремонтных работ без установки заглушек, в случаях, предусмотренных настоящими Правилами.

104. Наружные газопроводы всех давлений подлежат контрольному испытанию давлением 0,02 МПа. Падение давления не должно превышать 0,0001 МПа за 1 час.

Если участки наружных газопроводов низкого давления отключены гидрозатворами, то контрольное испытание таких газопроводов может проводиться давлением 0,004 МПа. Падение давления не должно превышать 0,00005 МПа за 10 минут.

Внутренние газопроводы объектов газопотребления, ГРП, ШРП, ГРУ подлежат контрольному испытанию давлением 0,01 МПа. Падение давления не должно превышать 0,0006 МПа за 1 час.

105. Контрольные испытания газопроводов паровой фазы СУГ от резервуарных установок, внутренних газопроводов и оборудования производится давлением 0,01 МПа. Падение не должно превышать 0,0006 МПа за 1 час.

Контрольное испытание наружных и внутренних газопроводов паровой и жидкой фаз СУГ ГНС, ГНП, АГЗС, газопроводов жидкой фазы резервуарных установок, резервуаров СУГ, газопроводов обвязки проводится давлением 0,3 МПа в течение 1 часа. Видимого падения по манометру и утечек, определяемых с помощью пенообразующего раствора или приборами, не допускается.

106. Результаты контрольных испытаний должны записываться в нарядах-допусках.

107. Избыточное давление воздуха в присоединяемых газопроводах должно сохраняться до начала работ по их присоединению (врезке) или пуску газа.

Если пуск газа в газопровод не состоялся, то при возобновлении работ по пуску газа он подлежит повторному осмотру и контрольному испытанию.

108. Газопроводы и оборудование перед пуском СУГ должны продуваться инертным газом или паровой фазой СУГ до полного вытеснения воздуха.

Штуцера, предназначенные для продувки резервуаров, должны обеспечивать продувку с минимальными затратами продувочного реагента.

При организации продувки парами СУГ должны быть разработаны дополнительные мероприятия по безопасному ее проведению.

Газопроводы при пуске природного газа должны продуваться этим газом до вытеснения всего воздуха.

После окончания продувки объемная доля кислорода в пробе газа не должна превышать 1 %.

109. Применяемые при ремонтных работах во взрывоопасной зоне обувь, металлический инструмент не должны создавать искр.

Рабочая часть инструмента из черного металла должна обильно смазываться солидолом или другой аналогичной смазкой.

Использование в загазованной среде электрооборудования, мобильных телефонов не во взрывозащищенном исполнении не допускается.

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 взрывоопасной смеси.

110. Выполнение сварочных работ и газовой резки на газопроводах в колодцах, туннелях, коллекторах, технических подпольях, помещениях ГРП, ШРП и ГРУ, на производственных площадках объектов, использующих СУГ, АГНКС без отключения газопроводов, продувки и установки заглушек не допускается.

До начала работ по сварке (резке) газопровода, а также замене запорной арматуры, компенсаторов и изолирующих фланцев в колодцах, туннелях, коллекторах следует снять (демонтировать) перекрытия.

111. Газовая резка и сварка на действующих газопроводах при присоединении к ним газопроводов и ремонте должны проводиться при давлении газа 0,0006–0,0015 МПа.

Во время выполнения работы следует осуществлять постоянный контроль за давлением газа в газопроводе.

При снижении давления ниже 0,0006 МПа и повышении его свыше 0,0015 МПа работы следует прекратить.

112. Присоединение газопроводов без снижения давления следует производить с использованием специального оборудования, обеспечивающего безопасность работ.

Технологическая инструкция на проведение работ по присоединению газопроводов без снижения давления должна учитывать рекомендации изготовителей оборудования и содержать технологическую последовательность операций.

113. При проведении газоопасных работ необходимо контролировать давление газа в газопроводе. Точка контроля давления газа должна располагаться не далее 100 м от места проведения работ.

114. Работы по присоединению газоиспользующего оборудования к действующим внутренним газопроводам с использованием сварки (резки) следует проводить с отключением участков газопроводов и их продувкой.

115. Снижение давления газа в действующем газопроводе при присоединении к нему новых газопроводов следует производить с помощью отключающих устройств или настройки регулирующей арматуры.

Во избежание повышения давления газа в газопроводе избыточное давление следует сбрасывать на продувочный газопровод.

116. Способ присоединения вновь построенного газопровода к действующему определяется газоснабжающей организацией.

117. Проверка герметичности газопроводов открытым огнем запрещается.

Присутствие посторонних лиц, применение источников открытого огня, а также курение в местах проведения газоопасных работ не допускаются.

Места проведения работ должны ограждаться.

Котлованы должны иметь форму и размеры, удобные для проведения работ и экстренной эвакуации работников.

Вблизи мест проведения газоопасных работ вывешиваются или выставляются предупредительные знаки «Газ – огнеопасно».

118. При газовой резке или сварке на действующих газопроводах во избежание образования большого пламени места выхода газа затираются шамотной глиной с асбестовой крошкой.

119. Удаление заглушек, установленных на ответвлениях к потребителям, газопроводах-вводах, производится по указанию руководителя работ после визуального осмотра и контрольного испытания газопровода.

120. Газопроводы при освобождении от природного газа и СУГ должны продуваться воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа.

После проверки газоанализатором объемная доля газа в пробе продувочного воздуха (инертного газа) не должна превышать 20 % НКПР.

При продувке газопроводов запрещается выпускать газоздушную смесь в помещения, системы дымоудаления и вентиляции, а также в места, где существует возможность попадания ее в здания или воспламенения от источника огня.

Помещения, в которых ведется продувка газопроводов для освобождения от газа, должны проветриваться.

121. Отключаемые участки наружных газопроводов, а также внутренних газопроводов при демонтаже газоиспользующего оборудования должны обрезаться, освобождаться от газа и завариваться наглухо в месте ответвления.

122. При техническом обслуживании и ремонте газоиспользующее оборудование должно быть отключено от газопровода с помощью заглушек.

123. 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.

Для предотвращения скольжения и искрения при опирании на твердое основание лестницы должны иметь резиновые упоры.

124. Перед началом проведения газоопасной работы следует провести анализ воздушной среды при помощи газоанализатора либо отбором проб воздушной среды и их лабораторным анализом на содержание кислорода и газов согласно месту и характеру работы, с записью результатов в наряде-допуске.

125. Работы внутри резервуаров, колодцев, коллекторов, в тоннелях и других аналогичных устройствах и сооружениях (с наличием замкнутого пространства) без изолирующих средств защиты органов дыхания не допускаются.

Снаружи для страховки с наветренной стороны должны находиться по два работника на каждого работающего в резервуарах, колодцах, котлованах и траншеях глубиной более 1 м, готовых с использованием страховочных привязей оказать работникам необходимую помощь и не допустить к месту работ посторонних лиц.

При проведении газоопасных работ внутри резервуаров спуск в резервуар более одного работника не допускается.

126. При отсутствии зрительной связи между работником и наблюдающим должна быть установлена система подачи условных сигналов или радиотелефонная связь.

127. Разборка (замена) установленного на наружных и внутренних газопроводах оборудования должна производиться на отключенном участке газопровода с установкой заглушек.

128. Подтягивание или замена сальниковой набивки запорной арматуры, разборка резьбовых соединений конденсатосборников на наружных газопроводах среднего и высокого давления допускаются при давлении газа не более 0,1 МПа.

129. Замена прокладок фланцевых соединений на наружных газопроводах допускается при давлении газа в газопроводе 0,0006–0,0025 МПа.

130. Разборка фланцевых, резьбовых соединений и арматуры на внутренних газопроводах любого давления должна производиться на отключенном и заглушенном участке газопровода.

Допускается не устанавливать заглушки на отключаемых участках газопроводов при проведении работ:

на импульсных газопроводах ГРП, ШРП, ГРУ, при которых производится разборка не более двух соединений одновременно;

на наружных газопроводах по специальным планам, содержащим мероприятия по безопасному выполнению работ без установки заглушек.

131. При ремонтных работах в помещениях, где возможна загазованность, должно быть обеспечено наблюдение за ведением работ и предотвращение внесения источников огня, искрообразования. Наружные двери таких помещений должны быть постоянно открыты.

132. Перед началом ремонтных работ на подземных газопроводах, связанных с разъединением газопровода (замена задвижек, снятие и установка заглушек, прокладок и тому подобное), необходимо отключить действующие средства ЭХЗ и установить на разъединяемых участках газопровода перемычку (если нет стационарно установленных перемычек) с целью предотвращения искрообразования.

133. 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 наружных полиэтиленовых, стальных санированных и внутренних газопроводов запрещается.

134. При устранении закупорок в газопроводах должны приниматься меры, максимально уменьшающие выход газа из газопровода. Выпуск газа в помещение запрещается.

При прочистке газопроводов потребители должны быть предупреждены о необходимости отключения газоиспользующего оборудования до окончания работ.

135. Резьбовые и фланцевые соединения, которые разбирались для устранения закупорок в газопроводе, после сборки должны проверяться на герметичность газоанализатором или мыльной эмульсией.

136. Воздухозаборные патрубки шланговых противогозлов 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 перегибов и защемлений.

137. В процессе эксплуатации необходимо обеспечить регулярную проверку исправности средств индивидуальной защиты, а также своевременную замену элементов, компонентов или подсистем с понизившимися защитными свойствами в соответствии с требованиями эксплуатационной документации изготовителей.

ГЛАВА 5 ЛОКАЛИЗАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ и ИНЦИДЕНТОВ

138. Для локализации и ликвидации аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления газоснабжающими или эксплуатирующими организациями должны создаваться специализированные подразделения (аварийно-диспетчерские службы (далее – АДС), службы аварийно-восстановительных работ) с круглосуточным дежурством аварийных бригад, с обеспечением средствами связи для приема оперативной информации.

Локализация и ликвидация аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления эксплуатирующих организаций, не имеющих собственных специализированных подразделений, должна осуществляться специализированными подразделениями газоснабжающих организаций на основании гражданско-правовых договоров в области аварийно-диспетчерского обеспечения. В договорах должны быть определены:

порядок взаимодействия сторон при ликвидации и локализации аварий и инцидентов;

условия выполнения аварийно-восстановительных работ, связанных с возобновлением подачи газа.

Эксплуатирующие организации, имеющие собственные специализированные подразделения, должны обеспечивать согласованность их действий при локализации и ликвидации аварий и инцидентов на обслуживаемых объектах газораспределительной системы и газопотребления со специализированными подразделениями газоснабжающих организаций.

139. Действия специализированных подразделений при выполнении работ по локализации аварий, инцидентов и ликвидации их последствий определяются планами локализации и ликвидации аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления, утвержденными руководителями газоснабжающей организации или эксплуатирующей организации.

140. Планы локализации и ликвидации аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления разрабатывают для всех возможных видов аварий и инцидентов в зоне обслуживания и предусматривают:

характеристику объектов, в отношении которых разрабатываются планы локализации и ликвидации аварий и инцидентов;

перечень наиболее вероятных и наиболее опасных по последствиям аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления, а также источники (места) их возникновения;

количество сил и средств, используемых для локализации и ликвидации последствий аварий и инцидентов, и их соответствие задачам по локализации и ликвидации последствий аварий и инцидентов;

организацию взаимодействия сил и средств, их состав и дислокацию;

организацию управления, связи и оповещения при авариях и инцидентах на объектах газораспределительной системы и газопотребления;

первоочередные действия при получении извещения (сигнала) об аварии или инциденте;

последовательность действий работников специализированных подразделений при выполнении мероприятий по локализации и ликвидации каждого возможного вида аварии и инцидента с привязкой к конкретным условиям работы, структуре, численности и оснащенности специализированных подразделений;

мероприятия, направленные на обеспечение безопасности жизни и здоровья людей (в случае если в результате аварии или инцидента может возникнуть угроза безопасности жизни и здоровья людей);

порядок информирования и привлечения (при необходимости) сил и средств органов и подразделений по чрезвычайным ситуациям (далее – ОПЧС);

порядок взаимодействия работников аварийных бригад специализированных подразделений с другими производственными подразделениями газоснабжающей или эксплуатирующей организации;

порядок отключения аварийных объектов, в том числе при возникновении пожара или внезапном выбросе газа.

В качестве приложения к плану локализации и ликвидации аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления следует приводить утвержденные руководителем газоснабжающей или эксплуатирующей организации:

схему оповещения, сбора и выезда на аварийные объекты работников производственных подразделений и техники;

планы взаимодействия со службами различных ведомств.

141. Эксплуатирующие организации при возникновении чрезвычайной ситуации, при которой создалась угроза жизни и здоровью людей, а также при возможности ее развития до масштабов местных, региональных или республиканских чрезвычайных ситуаций, ликвидация которой требует привлечения ОПЧС и (или) специализированных подразделений газоснабжающих организаций, должны принять меры по их незамедлительному информированию.

142. Ответственность за организацию работы специализированных подразделений, составление планов локализации и ликвидации аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления, своевременность внесения в них дополнений и изменений, пересмотр и переутверждение не реже 1 раза в 3 года несет руководитель газоснабжающей организации или эксплуатирующей организации.

В случае изменений в порядке взаимодействия, структуре взаимодействующих служб корректировка указанных планов производится незамедлительно.

143. Планы локализации и ликвидации аварий и инцидентов на многотопливных автозаправочных станциях газомоторного топлива разрабатываются с учетом всех видов газа и жидкого топлива, размещенных на автозаправочной станции.

144. Структура специализированного подразделения, в том числе количество аварийных бригад, численность, материально-техническое оснащение специализированных подразделений, место их дислокации, а также оснащение их технической и оперативно-эксплуатационной документацией определяются исходя из объема и сложности выполнения работ с учетом технологических карт и инструкций, а также требований настоящих Правил.

К выполнению аварийно-восстановительных работ допускаются рабочие, удовлетворяющие квалификационным требованиям слесаря аварийно-восстановительных работ в области газоснабжения не ниже четвертого разряда.

Количество специальных аварийных автомобилей должно соответствовать количеству аварийных бригад, работающих в смену.

145. Специализированное подразделение должно быть укомплектовано автотранспортом, средствами связи, механизмами, оборудованием, средствами измерений, инструментами, материалами, инвентарем, спецодеждой, средствами индивидуальной защиты, необходимыми для своевременной локализации возможных аварий и инцидентов и ликвидации их последствий, в соответствии с перечнем оснащения специализированного подразделения, утвержденным руководителем газоснабжающей или эксплуатирующей организации.

Перечень оснащения специализированного подразделения пересматривается и переутверждается не реже 1 раза в 3 года.

Перечни оснащения специализированных подразделений должны предусматривать:

личный комплект слесаря аварийно-восстановительных работ в области газоснабжения;

оснащение специальных аварийных автомобилей оборудованием, средствами измерений, инструментом, материалами, инвентарем, спецодеждой, средствами индивидуальной защиты, средствами связи, громкоговорящей установкой, аптечками первой помощи;

оснащение специализированного подразделения механизмами, оборудованием, средствами измерений, инструментами, материалами, инвентарем, спецодеждой, средствами индивидуальной защиты.

Оснащение специализированного подразделения должно обеспечивать возможность производства аварийных работ при любых условиях, в любое время года и суток.

Специальные аварийные автомобили должны быть оборудованы световыми и звуковыми сигнальными приборами автомобилей оперативного назначения аварийных служб.

В качестве средств связи допускается применение аварийными бригадами мобильных сотовых телефонов во взрывозащищенном и искробезопасном исполнении.

146. Практические навыки аварийные бригады специализированных подразделений при локализации и ликвидации аварий и инцидентов отрабатывают при проведении учебно-тренировочных занятий на учебных полигонах в условиях,

максимально приближенных к реальным. Тренировочные занятия допускается проводить на примере работ по локализации и ликвидации аварий и инцидентов по поступившей заявке при условии обеспечения дополнительных мер безопасности.

Тренировочные занятия проводят с каждой аварийной бригадой не реже 1 раза в 6 месяцев в объеме плана локализации и ликвидации аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления с последующей оценкой действий работников.

Сведения о проведении тренировочных занятий регистрируют в журнале проведения тренировочных занятий по форме согласно [приложению 14](#).

Тренировочные занятия по плану взаимодействия со службами различных ведомств проводят не реже 1 раза в год.

147. Поступающая в АДС оперативная информация об авариях и инцидентах (далее – аварийные заявки) на единый номер телефонной связи должна записываться на цифровой носитель информации, подлежащий хранению в течение не менее 10 суток, а также регистрироваться в журнале аварийных заявок с указанием времени поступления заявки, времени выезда и прибытия на место аварийной бригады, характера аварии или инцидента и перечня выполненных работ.

Журнал аварийных заявок допускается вести в электронном виде при условии обеспечения постоянного хранения информации на цифровых носителях.

148. При поступлении информации о взрыве, пожаре, загазованности помещений, прекращении газоснабжения, снижении и повышении давления газа свыше установленных пределов аварийная бригада должна выехать к месту произошедшей аварии или инцидента не позднее, чем через 5 минут после поступления информации.

Моментом поступления информации считается окончание телефонного разговора или время регистрации сигнала системой телеметрии.

При выезде на место аварии или инцидента на подземном газопроводе аварийная бригада должна иметь копию исполнительной документации (план, профиль, схему сварных соединений газопровода) и планшет (схему трассы газопровода с привязкой к постоянным ориентирам и местами расположения колодцев подземных инженерных коммуникаций и подвалов зданий на расстоянии до 50 м в обе стороны от газопровода). Допускается использование планшетов и копий исполнительной документации в электронном виде на переносных электронных устройствах.

Оповещение специализированных подразделений газоснабжающей или эксплуатирующей организации, сбор и выезд на аварийные объекты работников

производственных подразделений и техники проводят по утвержденной схеме оповещения.

Информацию об аварии или инциденте на объектах газораспределительной системы и газопотребления передают в вышестоящую АДС.

149. Ответственность за своевременное прибытие аварийной бригады на место аварии и выполнение работ в соответствии с планом локализации и ликвидации аварий и инцидентов несет ее руководитель.

150. При локализации и ликвидации аварии или инцидента на объекте оперативный диспетчер АДС обязан:

проинструктировать заявителя о необходимых мерах обеспечения безопасности до прибытия аварийной бригады;

направить на место аварии или инцидента аварийную бригаду на специальном аварийном автомобиле;

организовать мероприятия по локализации аварии или инцидента, обеспечению нормальной работы исправных участков и объектов газораспределительной системы и газопотребления;

произвести действия согласно плану локализации и ликвидации аварий и инцидентов и плану взаимодействия со службами различных ведомств;

сообщить об аварии или инциденте руководству, подразделениям газоснабжающей и эксплуатирующей организации согласно схеме оповещения;

при необходимости организовать привлечение дополнительных сил и средств (аварийно-восстановительных бригад) для локализации и ликвидации аварии или инцидента;

организовать мероприятия по обеспечению восстановления заданного режима работы объектов газораспределительной системы и максимально возможной подачи газа потребителям;

при сокращении или прекращении подачи газа потребителям известить поставщика газа;

при аварии или инциденте вблизи инженерных коммуникаций (в том числе линий электропередач, нефтепродуктопроводов, железных и автомобильных дорог) известить их владельцев.

151. Аварийная бригада специализированного подразделения должна прибыть на место аварии в возможно короткий срок после получения оперативной информации.

По прибытии аварийной бригады на место аварии руководитель аварийной бригады сообщает время прибытия диспетчеру АДС.

152. В ходе локализации и ликвидации аварии или инцидента должна обеспечиваться постоянная связь диспетчера АДС с руководителем аварийной бригады.

Руководитель аварийной бригады обеспечивает оперативное выполнение мероприятий, предусмотренных планом локализации и ликвидации аварий и инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления, определяет необходимость привлечения к ликвидации аварии или инцидента организаций и служб различных ведомств в соответствии с планом взаимодействия, а также технических средств и работников производственных подразделений газоснабжающей или эксплуатирующей организации, информирует диспетчера АДС о ходе работ.

Работники аварийной бригады на месте аварии или инцидента осуществляют следующие действия:

определение аварийного участка газопровода;

перекрытие запорной арматуры с целью локализации аварии или инцидента на поврежденном участке газопровода;

организацию интенсивного проветривания загазованных помещений и сооружений;

принятие мер по предотвращению включения и выключения электроприборов, пользования открытым огнем и нагревательными приборами, искробразования в загазованных зонах;

ограждение и охрану загазованных зон или помещений с целью предотвращения проникновения посторонних лиц;

принятие мер по обеспечению безопасности населения, близлежащих инженерных коммуникаций и мест их пересечений с газопроводами, а также объектов газопотребления;

содействие в проведении эвакуации, при необходимости – организация эвакуации людей из загазованных помещений;

оказание при необходимости первой помощи пострадавшим и принятие мер по тушению пожара до прибытия бригады скорой медицинской помощи и пожарных аварийно-спасательных подразделений и (или) пожарных команд (дружин).

153. 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.

154. На поврежденный газопровод для временного устранения утечки газа допускается 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.

155. При продолжительности проведения работ по локализации и ликвидации аварии или инцидента более одной смены, по прибытии очередной сменной аварийной бригады, руководитель работающей смены информирует руководителя прибывшей аварийной бригады о характере аварии или инцидента и принятых мерах по их локализации и ликвидации.

Смену аварийных бригад во время проведения работ по локализации и ликвидации аварий или инцидентов проводят по разрешению руководителя газоснабжающей или эксплуатирующей организации (филиала).

156. Восстановительные работы на поврежденных объектах газораспределительной системы после ликвидации аварии или инцидента могут осуществляться в плановом порядке соответствующими эксплуатационными службами газоснабжающих организаций с оформлением акта и регистрацией его в эксплуатационном паспорте.

157. 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 ближайшие от места повреждения сварные соединения должны быть подвергнуты проверке радиографическим методом контроля.

При выявлении в них недопустимых дефектов, данные сварные соединения подлежат ремонту и последующему контролю радиографическим методом.

158. Сварные соединения 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 соединения стальных газопроводов подвергаются радиографическим методам контроля.

Соединительные детали, не обеспечивающие герметичность, должны вырезаться и заменяться новыми.

Допускается ремонтировать полиэтиленовые газопроводы с использованием специальных приварных усиливающих накладок, рассчитанных на рабочее давление в газопроводе.

159. Схема сварных соединений, выполненных при ремонте газопровода путем врезки катюшек, включается в состав исполнительной документации.

160. Работы аварийной бригады на месте аварии или инцидента считаются законченными после полной локализации аварии или инцидента при условии устранения непосредственной угрозы жизни и здоровью людей или, в зависимости от объема аварийно-восстановительных работ, после ликвидации аварии или инцидента.

161. Аварийно-восстановительные работы по восстановлению работоспособности объектов газораспределительной системы и возобновлению подачи газа потребителям осуществляют работники специализированных подразделений на основании оперативной информации об аварии или инциденте, передаваемой в соответствующее подразделение в порядке, установленном газоснабжающей организацией.

При необходимости выполнения больших объемов аварийно-восстановительных работ или их технической сложности руководителя работ назначают приказом по организации.

При проведении аварийно-восстановительных работ должна быть организована связь с АДС и постоянное дежурство работников в местах установки трубопроводной арматуры на границах отключенного участка газопровода, приняты меры, исключающие ее самопроизвольное или ошибочное открытие.

Приближение к зоне аварии или инцидента других аварийно-восстановительных бригад и техники запрещается до полной локализации аварии или инцидента и организации постоянного дежурства в местах установки трубопроводной арматуры на границах отключенного участка газопровода.

162. Анализ поступивших в АДС аварийных заявок должен проводиться не реже 1 раза в месяц. По результатам анализа разрабатываются мероприятия и предложения, направленные на устранение возможных причин их возникновения, снижение аварийности и обеспечение оптимальных режимов работы объектов газораспределительной системы и газопотребления.

ГЛАВА 6

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, средства измерений,

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ И СИГНАЛИЗАЦИИ, автоматизированные системы управления технологическими процессами

163. Электрооборудование объектов газораспределительной системы и газопотребления, в том числе во взрывозащищенном исполнении, должно периодически осматриваться, испытываться, подвергаться техническому обслуживанию и ремонту, в соответствии с техническими нормативными правовыми актами, устанавливающими требования к эксплуатации электроустановок, эксплуатационной документацией изготовителей оборудования, и настоящими Правилами.

164. Электрооборудование должно иметь уровень взрывозащиты, необходимый для обеспечения безопасной эксплуатации такого оборудования в соответствующей взрывоопасной зоне.

165. 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.

166. Эксплуатирующая организация должна обеспечить контроль за исправностью и работоспособностью средств измерений, систем автоматизации и сигнализации, средств телемеханизации и автоматизированных систем управления технологическими процессами (далее – ТМ и АСУТП), используемых на объектах газораспределительной системы и газопотребления.

167. Ввод в эксплуатацию систем автоматизации и сигнализации, ТМ и АСУТП осуществляется после выполнения пусконаладочных работ на объектах газораспределительной системы и газопотребления, включая индивидуальные испытания и комплексное опробование вместе с технологическим оборудованием в течение не менее 72 часов.

Результаты проведения пусконаладочных работ оформляют техническим отчетом о наладке.

168. Технологическая инструкция по проверке исправности автоматических защит, блокировок и сигнализации, утверждаемая руководителем (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 изготовителей оборудования и отчетов о наладке оборудования.

169. Периодичность выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту средств измерений и систем автоматизации и сигнализации устанавливается графиком, утвержденным руководителем (техническим

руководителем) эксплуатирующей организации, но не реже чем указано в эксплуатационной документации изготовителей.

170. Техническое обслуживание средств измерений и систем автоматики безопасности должно проводиться совместно с техническим обслуживанием газопроводов, газоиспользующего оборудования и электрооборудования.

Вскрывать средства измерений обслуживающему персоналу не разрешается, за исключением случаев, предусмотренных эксплуатационными документами изготовителя.

171. Не допускается эксплуатация средств измерений, не имеющих свидетельства о государственной поверке, поврежденных и нуждающихся в ремонте и государственной поверке, с истекшим сроком государственной поверки. Указанное требование распространяется на все средства измерений, используемые в целях реализации настоящих Правил.

172. Техническое обслуживание средств измерений включает:

внешний осмотр;

проверку герметичности и крепления импульсных линий;

проверку исправности электропроводки и других коммуникаций;

сохранность пломб (при их наличии);

выявление отказов, возникающих при эксплуатации;

смазку механизмов движения.

В техническое обслуживание входит представление средств измерений в процессе эксплуатации на государственную поверку.

173. Не допускаются к применению манометры, у которых:

просрочен срок государственной поверки;

отсутствует свидетельство о государственной поверке и (или) нанесенный на средство измерения знак государственной поверки;

разбито стекло или имеются другие повреждения, которые могут отразиться на правильности показаний;

стрелка при отключении не возвращается к нулевому делению (или уходит за нулевое деление) шкалы на величину, превышающую предел допускаемой основной абсолютной погрешности для данного средства измерения, если иное не предусмотрено эксплуатационной документацией изготовителя.

174. Контроль герметичности импульсных трубопроводов и арматуры проводится одновременно с проверкой герметичности технических устройств.

175. Исправность и правильность показаний манометров путем кратковременного отключения и возвращения показаний к контрольному значению должны проверяться:

не реже 1 раза в смену на ГНС, ГНП, АГЗС, АГНКС, объектах газопотребления;

не реже 1 раза в 15 дней в ГРП, ГРУ;

не реже 1 раза в 3 месяца в ГРП и ШРП, резервуарных и групповых баллонных установках СУГ, оборудованных ТМ и АСУТП;

не реже 1 раза в месяц в ШРП, на резервуарных и групповых баллонных установках СУГ, объектах газопотребления, работающих без обслуживающего персонала;

при проведении метрологического надзора.

176. Манометры, устанавливаемые на оборудовании и газопроводах, должны иметь шкалу, во второй трети которой должно находиться значение, соответствующее предельному рабочему давлению.

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

Взамен красной черты разрешается прикреплять к корпусу манометра пластину (из металла или иного материала достаточной прочности), окрашенную в красный цвет или плотно прилегающую к стеклу манометра, либо указатель предельного давления (скобу).

178. Стационарные газоанализаторы и сигнализаторы должны периодически проходить проверку контрольными смесями на срабатывание при концентрации газа 10 % НКПР в помещении, 20 % НКПР – вне помещения в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителей.

179. Проверку срабатывания устройств защит, блокировок и сигнализации объектов газопотребления проводят не реже 1 раза в месяц, если иные сроки не установлены эксплуатационными документами изготовителей, а также после окончания ремонта оборудования.

Значения параметров срабатывания автоматики безопасности, сигнализации должны соответствовать отчету о наладке оборудования.

Результаты проверки исправности устройств защиты, блокировки и сигнализации с указанием даты проведения и характеристик испытаний, установленных и фактических параметров, времени срабатывания и других данных фиксируются в эксплуатационном журнале.

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

В эксплуатационном журнале делается отметка лица, проводившего проверку, о проведении работ и ответственного лица эксплуатирующей организации об ознакомлении с результатами проверки.

180. Техническое обслуживание ТМ и АСУТП проводят в сроки, установленные газоснабжающей или эксплуатирующей организацией в соответствии с рекомендациями изготовителей.

При техническом обслуживании ТМ и АСУТП выполняют следующие работы:

- внешний осмотр ТМ и АСУТП;

- проверку соответствия предупредительных и аварийных уставок на пульте управления АДС режимным картам объекта, а также проверку срабатывания уставок;

- проверку параметров срабатывания устройств защит, блокировок и сигнализации систем контроля загазованности, датчиков положения дверей, исполнительных механизмов;

- проверку соответствия показаний контролируемых параметров технологических процессов, отображаемых на пульте управления АДС, с показаниями средств измерений (стационарных или переносных), установленных на объекте газораспределительной системы;

- проверку сроков проведения государственной поверки средств измерений;

- проверку соответствия условий эксплуатации ТМ и АСУТП (по температуре и влажности воздуха, отсутствию вибраций и другому) документации изготовителя;

- проверку работоспособности системы автономного электропитания;

- устранение выявленных нарушений и неисправностей.

Проверку параметров срабатывания устройств защит, блокировок и сигнализации систем контроля загазованности на объектах газораспределительной системы проводят с периодичностью в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителя, а также после устранения нарушений работы систем контроля загазованности.

181. Техническое обслуживание ТМ и АСУТП проводят без отключения технологического оборудования объектов газораспределительной системы и газопотребления или нарушения условий его эксплуатации.

ТМ и АСУТП должны быть постоянно включены в работу, за исключением устройств, которые по своему функциональному назначению могут быть отключены при неработающем технологическом оборудовании.

182. Эксплуатация объектов газораспределительной системы и газопотребления с отключенными или неисправными средствами измерений, ТМ и АСУТП, системами автоматизации и сигнализации запрещается.

183. Работники, осуществляющие обслуживание и ремонт электроустановок, средств автоматизации и сигнализации, средств измерений, ТМ и АСУТП, средств ЭХЗ должны иметь соответствующую квалификационную группу по электробезопасности на право проведения работ при эксплуатации электроустановок.

184. Ремонт средств измерений, систем автоматизации и сигнализации должен осуществляться одновременно с ремонтом основных технических средств.

Средства измерений, снятые в ремонт или на государственную поверку, должны заменяться на идентичные по условиям эксплуатации.

185. Результаты проведения технического обслуживания и ремонта ТМ и АСУТП оформляются записями в эксплуатационном журнале по форме согласно [приложению 15](#).

186. При выходе из строя сигнализатора загазованности его необходимо заменить резервным.

В период замены контроль концентрации газов в помещениях должен осуществляться переносными газоанализаторами за 15 минут до начала смены и через каждые 30 минут в течение рабочей смены.

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

РАЗДЕЛ III ОБЪЕКТЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

ГЛАВА 7 общие требования

188. Комплекс работ по обеспечению безопасной эксплуатации объектов газораспределительной системы включает в себя:

ввод в эксплуатацию законченных строительством газопроводов, ГРП, ШРП, средств ЭХЗ, средств ТМ и АСУТП;

контроль технического состояния газопроводов, ГРП, ШРП, включая технический осмотр, техническое обследование, оценку технического состояния, техническое диагностирование;

техническое обслуживание газопроводов, ГРП, ШРП, средств ЭХЗ и ТМ и АСУТП;

текущий и капитальный ремонты газопроводов, ГРП, ШРП, средств ЭХЗ, ТМ и АСУТП;

проверку наличия и удаление конденсата из конденсатосборников и гидрозатворов;

контроль интенсивности запаха газа в конечных точках газораспределительной системы;

контроль давления газа в газораспределительной системе;

контроль и управление режимами объектов газораспределительной системы;

аварийно-диспетчерское обеспечение;

ликвидацию и консервацию газопроводов, ГРП, ШРП, средств ЭХЗ при выводе их из эксплуатации.

Порядок организации и проведения работ определяется технологическими инструкциями и графиками работ, разработанными с учетом технического состояния объектов, сроков их эксплуатации, наличия и эффективности средств ЭХЗ подземных стальных газопроводов, особых природных и грунтовых условий.

ГЛАВА 8 НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ И СООРУЖЕНИЯ

189. Величина давления природного газа на выходе из газораспределительной станции 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.

190. Контроль давления газа в газораспределительной системе должен осуществляться не реже 1 раза в 12 месяцев (в зимний период) в часы максимального потребления газа в точках, наиболее неблагоприятных по режиму газоснабжения.

Кроме этого измерения давления газа в газораспределительной системе проводят для уточнения радиуса действия ГРП, ШРП и выявления возможности подключения к ней новых потребителей газа, а также для выявления мест закупорок гидратными и конденсатными пробками.

191. Точки (пункты) измерения давления газа в газораспределительной системе устанавливаются эксплуатирующей организацией исходя, в том числе, из условия проведения измерения давления газа одновременно в ГРП (ШРП) по манометру, установленному после регулятора давления газа, либо через ТМ и АСУТП у наиболее удаленных от ГРП (ШРП) потребителей газа.

Результаты измерений оформляются записями в эксплуатационном журнале результатов измерений давления газа.

192. Контроль интенсивности запаха газа (одоризации), подаваемого потребителям, осуществляют в конечных точках распределительных газопроводов.

Пункты контроля интенсивности запаха газа, периодичность отбора проб определяются эксплуатирующей организацией с учетом местных условий эксплуатации газораспределительной системы.

Результаты проверок оформляются актом испытаний интенсивности запаха газа, где указывается место отбора пробы газа (адрес, номер пункта контроля согласно схеме), дата испытания, температура воздуха в месте проведения испытаний, сведения об используемых средствах измерений и результаты измерений.

Интенсивность запаха газа должна соответствовать паспорту качества.

Информацию о выявлении недостаточной интенсивности запаха газа направляют в адрес поставщика газа для принятия соответствующих мер по проверке одоризационного оборудования и восстановления уровня интенсивности запаха газа.

193. Проверку наличия конденсата в конденсатосборниках и гидрозатворах на подземных газопроводах проводят с периодичностью, исключающей возможность образования закупорок газопроводов. Сроки проведения проверки наличия конденсата в конденсатосборниках и гидрозатворах устанавливаются эксплуатирующей организацией с учетом местных условий эксплуатации газораспределительной системы.

194. Удаление конденсата из конденсатосборников и гидрозатворов проводят по мере необходимости. Откачку конденсата проводят в специальную емкость или автоцистерну. Слив конденсата на поверхность земли, в системы водостока, канализацию и другие инженерные коммуникации не допускается.

Результаты работ по удалению конденсата из конденсатосборников и гидрозатворов оформляют записями в эксплуатационных журналах.

195. Контроль и управление режимами работы объектов газораспределительной системы должны обеспечивать:

анализ режимов транспортирования газа;

заданный объем транспортирования газа;

регулирование режимов работы объектов газораспределительной системы;

предотвращение нарушений процесса транспортирования газа и аварий на объектах газораспределительной системы.

196. При техническом осмотре надземных газопроводов выполняют внешним осмотром следующие работы:

выявление утечек газа;

проверку состояния газопроводов (на предмет наличия их перемещений от оси газопровода, вибраций и деформаций, мест повреждения защитного покрытия), их опор и креплений;

проверку состояния устройств выхода газопровода из земли, футляров и защитного покрытия газопровода в местах его входа и выхода из земли;

проверку состояния трубопроводной арматуры, компенсаторов, электроизолирующих соединений, средств защиты от падения электрических проводов, габаритных знаков в местах проезда автотранспорта;

проверку строительных конструкций надземных переходов;

выявление нарушений состояния грунта в местах установки опор надземного газопровода вследствие его просадки, обрушения, эрозии, размыва паводковыми или дождевыми водами;

наличие свободного доступа к газопроводу.

197. Технический осмотр надземных газопроводов может проводиться одним рабочим.

Периодичность технического осмотра надземных газопроводов определяется газоснабжающими организациями или эксплуатирующими организациями исходя

из условий обеспечения безопасности их эксплуатации, но не реже 1 раза в 3 месяца.

Технический осмотр надземных участков подземных газопроводов следует осуществлять с периодичностью, установленной для технического осмотра подземных газопроводов.

Выявленные неисправности должны своевременно устраняться, повреждения окраски газопроводов – восстанавливаться.

198. При техническом осмотре подземных газопроводов выполняют следующие работы:

выявление утечек газа с помощью средств измерений и по внешним признакам;

проверку внешним осмотром состояния сооружений и технических устройств надземной установки (футляров газопроводов-вводов, средств ЭХЗ, трубопроводной арматуры, коверов, контрольных трубок и других), отдельно стоящих опознавательных знаков и настенных знаков привязок газопровода, крышек газовых колодцев;

очистку крышек газовых колодцев и коверов от снега, льда и загрязнений;

выявление деформаций грунта вдоль трассы газопровода;

проверку состояния охранных зон объектов газораспределительной системы в соответствии с требованиями [Положения](#) о порядке установления охранных зон объектов газораспределительной системы, размерах и режиме их использования, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 ноября 2007 г. № 1474.

199. Периодичность технического осмотра трасс подземных газопроводов должна устанавливаться эксплуатирующей организацией в зависимости от их технического состояния, наличия и эффективности электрозащитных установок, категории газопровода по давлению, наличия особых грунтовых и природных условий (просадочности и степени набухания грунтов, пучинистости, горных работ, сейсмичности района, времени года и других факторов) по графику, утвержденному техническим руководителем, но не реже периодичности, указанной в [приложении 16](#).

200. Технический осмотр газопровода, санированного рукавом с полимеризующимся слоем, должен проводиться на застроенной территории поселений не реже одного раза в 6 месяцев, а на незастроенной территории вне поселений – не реже 1 раза в 12 месяцев.

201. Утечки газа при техническом осмотре подземных газопроводов выявляют:

201.1. по внешним признакам: пожелтению растительности на трассе, появлению пузырей на поверхности воды, запаху одоранта, появлению бурых пятен на снегу и другим;

201.2. с помощью средств измерений путем проверки:

герметичности разъемных соединений технических устройств (при их надземной установке);

герметичности резьбовых соединений водоотводящих трубок конденсатосборников;

наличия газа в контрольных трубках футляров подземных газопроводов;

загазованности газовых колодцев;

загазованности подвальных и цокольных этажей зданий, не оборудованных средствами контроля загазованности помещений, шахт, коллекторов, подземных переходов, расположенных по обе стороны от газопровода на расстоянии 15 м, а также ближайших колодцев коммуникаций, пересекающих трассу газопровода:

для бесканальных коммуникаций – в радиусе 50 м от места пересечения с газопроводом;

для канальных коммуникаций – до ближайшего колодца независимо от расстояния (при отсутствии контрольной трубки в канале коммуникации).

При выявлении внешних признаков утечек газа из подземных газопроводов или загазованности подвальных и цокольных этажей зданий, колодцев и других сооружений работники обязаны немедленно известить аварийную службу газоснабжающей организации, руководителей газовой службы организации, принять меры по дополнительной проверке загазованности помещений и проветриванию загазованных подвалов, первых этажей зданий, колодцев, камер, находящихся в радиусе 50 м от газопровода.

При выявлении в помещении, в том числе в подвальном и цокольном этаже здания, загазованности свыше 20 % НКПР до приезда аварийной бригады принимают меры по эвакуации людей из загазованной зоны, загазованного помещения и организуют его проветривание, предупреждают людей о недопустимости курения, пользования открытым огнем и электрооборудованием.

202. Технический осмотр стальных участков газопроводов устройств выхода из земли полиэтиленовых газопроводов проводят в сроки, предусмотренные для стального газопровода.

203. Технический осмотр трасс подземных газопроводов, расположенных под проезжей частью дорог (улиц), должен производиться бригадой в составе не менее двух рабочих. В остальных случаях технический осмотр трасс газопроводов допускается производить одним рабочим.

204. Работники, занятые техническим осмотром газопроводов и сооружений на них, 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 по мере необходимости, но не реже 1 раза в год.

Перед допуском к работе работники должны быть ознакомлены с трассой газопровода на местности.

205. Результаты технического осмотра газопроводов и выявленные неисправности должны отражаться в рапорте. Срок хранения рапорта не менее 1 года.

206. Собственники, землевладельцы и землепользователи территорий, по которым проложен газопровод, должны обеспечить доступ работников эксплуатирующей организации для проведения его осмотра, ремонта, локализации и ликвидации аварий или инцидентов.

207. 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.

208. 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.

209. Первое плановое техническое обследование полиэтиленовых и стальных подземных и подводных газопроводов проводят через 15 лет после ввода их в эксплуатацию.

Периодичность последующих плановых технических обследований газопроводов устанавливается газоснабжающей или эксплуатирующей организацией, но не реже:

полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов – 1 раза в 10 лет;

стальных подземных газопроводов – 1 раза в 5 лет.

210. При техническом обследовании подземных газопроводов выполняют следующие работы:

проверку глубины залегания газопроводов на соответствие исполнительной документации в характерных точках (места с изменением условий прокладки газопровода и (или) напряженно-деформированного состояния);

выявление мест повреждений защитных покрытий стальных подземных газопроводов;

выявление утечек газа из газопроводов;

контроль состояния переходов стальных газопроводов под автомобильными и железными дорогами, трамвайными путями, в местах пересечения газопроводов с подземными коммуникационными коллекторами и каналами различного назначения, теплотрассами бесканальной прокладки, с целью определения наличия (отсутствия) контакта «труба-футляр»;

проверку целостности провода-спутника, действия электронных маркеров и тому подобное (для полиэтиленовых газопроводов).

Для обнаружения утечек газа без вскрытия грунта и дорожных покрытий применяют средства измерений с чувствительностью не менее 0,001 % по объему газа.

На участках трасс подземных газопроводов, где использование средств измерений для выявления мест повреждений защитного покрытия без вскрытия грунта (приборным методом) технически затруднено, проводят техническое обследование газопроводов в шурфах (не менее одного на каждые 500 м распределительного газопровода и 200 м газопровода-ввода) длиной не менее 1,5 м.

211. Техническое обследование участков стальных подземных газопроводов, не обеспеченных минимальным защитным потенциалом, при их эксплуатации в зонах опасного действия источников блуждающих токов или в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью, включая биокоррозионную агрессивность, проводят не реже 1 раза в 12 месяцев.

212. Плановое техническое обследование стальных газопроводов на участках подводных переходов через судоходные водные преграды проводят не реже 1 раза в 3 года, через несудоходные водные преграды – не реже 1 раза в 5 лет.

Периодичность проведения технического обследования газопроводов, проложенных методом горизонтально-направленного бурения, устанавливает газоснабжающая или эксплуатирующая организация самостоятельно.

При проведении технического обследования газопроводов на участках подводных переходов выполняют следующие работы:

установление глубины, рельефа дна водоема в месте прокладки газопровода;
обнаружение оголенных и всплывших участков газопровода;
определение соответствия фактического положения газопровода исполнительной документации;
определение состояния балластировки газопровода;
установление наличия посторонних предметов на дне водной преграды в месте прокладки газопровода.

213. Техническое обследование газопроводов на участках подводных переходов проводится специализированной организацией, имеющей соответствующее оборудование, снаряжение и подготовленных специалистов.

214. Техническое обследование 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 проводят 1 раз в 12 месяцев после оттаивания грунтов.

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

Для газопроводов, по трассе которых планируются работы по строительству, ремонту твердых дорожных покрытий, техническое обследование газопровода приборным методом проводится до начала производства указанных работ.

215. Внеплановые технические обследования отдельных участков стальных газопроводов должны проводиться при обнаружении негерметичности или разрыва сварных соединений, сквозных коррозионных повреждений, а также при суммарных перерывах в работе электрозащитных установок (если защита газопровода не была обеспечена другими средствами ЭХЗ) в течение года:

более 1 месяца – в зонах опасного действия блуждающих токов;

более 6 месяцев – в остальных случаях.

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

216. Для проверки герметичности газопровода и обнаружения мест утечек методом бурения скважин с последующим взятием проб газа скважины следует бурить у сварных соединений газопровода.

При отсутствии схемы расположения сварных соединений, 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 дистанционных детекторов метана для определения мест 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.

217. Определение наличия газа в скважине должно производиться с использованием средств измерений во взрывозащищенном исполнении.

218. Допускается проверять герметичность газопроводов контрольными испытаниями воздухом по нормам испытаний, установленным в строительных нормах и правилах.

219. Утечки газа на газопроводах устраняются в аварийном порядке.

При обнаружении опасной концентрации газа в подвалах, подпольях зданий, коллекторах, подземных переходах, галереях газопроводы должны быть немедленно отключены, а помещения и сооружения проветилированы. До устранения утечки газа эксплуатация газопроводов запрещается.

220. После устранения повреждения защитного покрытия стального подземного газопровода проводят повторный контроль защитного покрытия отремонтированного участка газопровода приборным методом (не ранее чем через 14 дней после засыпки газопровода грунтом).

Сведения о результатах повторной проверки защитного покрытия газопровода заносят в первоначальную отчетную документацию по результатам технического обследования.

221. Газопроводы, требующие капитального ремонта или включенные в план на замену (перекладку), должны подвергаться техническому обследованию не реже 1 раза в 12 месяцев.

222. При техническом обслуживании газопроводов не реже 1 раза в 12 месяцев проводят совместно техническое обслуживание трубопроводной арматуры, компенсаторов (если другие сроки не установлены эксплуатационной документацией изготовителей), проверку состояния газовых колодцев, а также следующие работы, направленные на устранение нарушений, выявленных при проведении технического осмотра газопроводов:

устранение перекосов и оседаний коверов, газовых колодцев;

наращивание или обрезка контрольных трубок, сифонных трубок конденсатосборников и гидрозатворов на подземных газопроводах;

замену крышек газовых колодцев;

восстановление локальных (единичных) мест повреждения лакокрасочного покрытия надземных стальных газопроводов;

восстановление и замена опознавательных знаков и настенных указателей привязок подземных газопроводов, а также знаков ограничения высоты надземных газопроводов в местах проезда автотранспорта;

восстановление засыпки грунтом подземных газопроводов, а также фундаментов опор надземных газопроводов;

очистку охранных зон газопроводов от посторонних предметов и древесно-кустарниковой растительности;

проверку и откачку конденсата из конденсатосборников;

проверку интенсивности запаха газа (одоризации);

контроль давления газа в конечных точках сети газораспределения.

223. В состав работ по техническому обслуживанию трубопроводной арматуры газопроводов входят следующие работы:

внешний осмотр;

очистка от загрязнений и ржавчины;

смазка подвижных элементов (при необходимости);

проверка герметичности разъемных соединений приборным методом или пенообразующим раствором и устранение утечек газа (при их выявлении);

проверка работоспособности затвора частичным перемещением запирающего элемента;

проверка состояния и замена (при необходимости) поврежденных крепежных элементов фланцевых соединений;

проверка работоспособности привода и устранение неисправностей (при необходимости) в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителя;

проверка состояния окраски и (при необходимости) ее восстановление;

иные работы в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителя.

Устранение утечек газа из разъемных соединений трубопроводной арматуры надземных и подземных газопроводов допускается проводить следующими способами:

подтягиванием болтов и гаек фланцевых и резьбовых соединений при давлении газа в газопроводе не более 0,3 МПа;

подтягиванием или заменой сальниковой набивки при рабочем давлении газа в газопроводе не более 0,1 МПа;

заменой прокладок фланцевых соединений, а также поврежденных крепежных элементов;

другими способами, обеспечивающими безопасное проведение работ без снижения давления газа в газопроводе.

При выявлении неисправностей трубопроводной арматуры (или ее частей), требующих устранения в условиях ремонтно-механических мастерских, проводят ее (их) замену.

Техническое обслуживание компенсаторов включает следующие работы:

внешний осмотр компенсатора с целью выявления деформаций, перекосов;

очистку от пыли и грязи;

проверку обмыливанием или газоанализатором мест возможных утечек газа.

224. При проверке состояния газовых колодцев выполняют следующие работы:

очистку колодцев от грязи, воды и посторонних предметов;

внешний осмотр состояния стенок колодцев и отмосток;

внешний осмотр состояния горловин и перекрытий;

проверку целостности, восстановление и замену скоб и лестниц.

При выявлении необходимости полного или частичного восстановления строительных конструкций газового колодца или его наращивания, замены перекрытий, горловин, полного или частичного восстановления гидроизоляции организуют проведение ремонта.

Работы по проверке состояния газовых колодцев могут совмещаться с проведением плановых работ по техническому обслуживанию установленной в них трубопроводной арматуры и компенсаторов.

225. Результаты работ, выполненных при техническом обслуживании, оформляют записями в эксплуатационном журнале.

Сведения о проведении технического обслуживания заносятся в эксплуатационный паспорт газопровода.

226. Текущий и капитальный ремонты газопроводов проводят по результатам контроля их технического состояния и проведения технического обслуживания.

227. Работы, выполняемые при текущем ремонте газопроводов:

ремонт повреждений труб, в том числе связанный с устранением утечек газа;

устранение отдельных повреждений защитного покрытия подземного и лакокрасочного покрытия надземного стального газопровода;

восстановление кирпичной кладки, отдельных повреждений штукатурки стенок, отмосток и гидроизоляции газовых колодцев;

устранение смещений за пределы опор и деформаций (провиса, прогиба) надземных газопроводов;

восстановление и замена устройств защиты надземных газопроводов от падения электрических проводов;

восстановление опор (креплений);

восстановление и замена уплотнительного материала футляров переходов газопроводов под автомобильными и железными дорогами, в местах их входа и выхода из земли и в газовых колодцах;

восстановление опознавательных знаков, целостности надписей на опознавательных знаках, изолированного алюминиевого или медного провода, работоспособности электронных маркеров и тому подобное (для полиэтиленовых газопроводов);

замена футляров и защитного покрытия стального газопровода в местах его входа и выхода из земли;

устранение закупорок газопроводов;

замена коверов, контрольных трубок, сифонных трубок конденсатосборников подземных газопроводов, восстановление и замена ограждений мест надземной установки трубопроводной арматуры;

замена прокладок фланцевых соединений технических устройств;

замена конденсатосборников, гидрозатворов и контрольно-измерительных пунктов.

228. Сроки выполнения работ по текущему ремонту газопроводов устанавливает эксплуатирующая организация самостоятельно, исходя из характера неисправностей и условий обеспечения безопасной эксплуатации газопроводов.

Утечки газа из газопровода устраняются в аварийном порядке.

229. Эксплуатирующие организации должны своевременно принимать меры по ремонту защитных покрытий и предотвращению дальнейшего разрушения подземных стальных газопроводов.

Ремонт мест повреждений защитного покрытия стальных подземных газопроводов проводят в следующие сроки с даты их обнаружения:

в зонах опасного влияния блуждающих токов и на расстоянии менее 15 м от общественных и жилых зданий – в течение 1 месяца;

при обеспечении средствами ЭХЗ нормируемой величины защитного потенциала (вне зависимости от коррозионной агрессивности грунта) – в течение 12 месяцев;

в других случаях – не позднее чем через 3 месяца.

230. Работы, выполняемые при капитальном ремонте газопроводов:

замена участков стальных и полиэтиленовых газопроводов;

наращивание по высоте газовых колодцев;

замена перекрытий и горловин газовых колодцев, полное восстановление их гидроизоляции;

замена (восстановление) защитных покрытий газопроводов;

замена арматуры и компенсаторов;

замена опор надземных газопроводов с изменением их конструкции;

замена соединений «полиэтилен-сталь» и других соединительных деталей полиэтиленовых и стальных газопроводов;

устранение нарушений условий прокладки газопроводов на участках подводных переходов (восстановление балластирующих устройств и футеровки труб, засыпка размытых участков и другие работы) и в водонасыщенных грунтах;

устранение нарушений условий прокладки газопроводов на участках переходов под автомобильными и железными дорогами (устранение контактов «труба-футляр»).

Работы по устранению нарушений условий прокладки и замене газопроводов на участках подводных переходов, в том числе через судоходные реки проводят специализированные организации, имеющие соответствующее оборудование и снаряжение.

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

232. Требования по обеспечению качества и безопасного выполнения работ по ремонту газопроводов включают в себя:

выбор технологий ремонта газопроводов осуществляют исходя из возможности выполнения работ без снижения давления газа в газопроводе или его отключения;

технические устройства, устанавливаемые на место демонтированных неисправных или изношенных технических устройств, должны иметь идентичные (или выше) эксплуатационные характеристики;

газовую резку и сварочные работы в газовых колодцах, а также замену трубопроводной арматуры и компенсаторов выполняют при отключенных средствах ЭХЗ после отключения и продувки газопровода воздухом или инертным газом, установки заглушек, демонтажа перекрытий, проверки загазованности колодцев приборным методом. При объемной доле газа в воздухе более 20 % НКПР (по показанию газоанализатора) и (или) содержания кислорода менее 20 %, выполнение работ не допускается;

применение технологии сварки и монтажа при замене участков стальных и полиэтиленовых газопроводов, соединительных деталей полиэтиленовых газопроводов как для вновь строящихся газопроводов;

качество соединений стальных и полиэтиленовых газопроводов, выполненных в процессе проведения ремонтных работ (кроме соединений полиэтиленовых газопроводов, выполненных с помощью деталей с закладными нагревателями), проверяют физическими методами контроля, обеспечивающими выявление возможных дефектов с учетом физических свойств материала труб газопроводов;

герметичность резьбовых и фланцевых соединений технических устройств после сборки проверяют приборным методом или пенообразующим раствором;

состояние защитного покрытия стального подземного газопровода и значения параметров, характеризующих его защитные свойства, наличие коррозии металла трубы проверяют во всех шурфах, отрываемых для ремонта газопровода;

при ремонте и восстановлении защитного покрытия газопровода используют материалы, соответствующие нормативным требованиям, предъявляемым к основному (заводскому) покрытию газопровода;

межфланцевые заглушки, применяемые при отключении газопроводов, должны соответствовать максимальному давлению газа в газопроводе, иметь хвостовики, выступающие за пределы фланцев;

до начала ремонтных работ на подземных стальных газопроводах, связанных с их разъединением, отключают средства ЭХЗ и устанавливают токопроводящие перемычки в цепях предотвращения искрообразования;

перед вводом в эксплуатацию газопроводов проводят их контрольные испытания и продувку.

233. Утечки газа из труб и сварных соединений полиэтиленовых газопроводов устраняют врезкой катушек длиной не менее 500 мм с применением деталей с закладными нагревателями.

Ремонт несквозных механических повреждений труб полиэтиленовых газопроводов можно проводить приваркой усилительных муфт или седловых накладок с закладными нагревателями.

234. Схема сварных соединений, выполненных при ремонте газопровода путем врезки катушек, включается в состав исполнительной документации.

235. Сведения о текущем и капитальном ремонте оформляют записями в эксплуатационных паспортах газопроводов.

Документацию на капитальный ремонт газопроводов включают в состав исполнительной документации газопроводов.

236. 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 объекты газораспределительной системы, должны быть уведомлены собственником железнодорожного пути, автодороги в срок не позднее 1 месяца до начала работ.

237. При переводе участков газопроводов в консервацию проводят следующие работы:

отключение и освобождение от газа продувкой действующего газопровода на выводимом из эксплуатации участке газопровода;

вырезку (при наличии такой возможности) или обрезку выводимого из эксплуатации участка газопровода;

заполнение инертным газом участка газопровода;

установку и заварку заглушек на переводимом в режим консервации газопроводе.

Для возможности использования в дальнейшем стальных подземных газопроводов, находящихся на консервации, сохраняют электрохимическую защиту этих газопроводов путем обустройства электроперемычек или другими техническими решениями от близлежащих средств ЭХЗ, остающихся в работе.

238. Результаты работ по консервации газопроводов оформляют записями в эксплуатационных паспортах газопроводов. Документацию на консервацию газопроводов включают в состав исполнительной документации.

239. При санации стального подземного газопровода несущий каркас (изношенный стальной подземный газопровод, сохранивший способность выдерживать внешние нагрузки) на протяжении всего срока эксплуатации должен выдерживать внешние нагрузки. Не допускается наличие на несущем каркасе сквозных коррозионных и механических повреждений диаметром более 5 мм.

240. Срок эксплуатации газопровода, санированного рукавом с полимеризующимся слоем, не должен превышать срока службы несущего каркаса, рукава или специального двухкомпонентного клея.

241. Врезку в газопровод, санированный рукавом с полимеризующимся слоем, осуществляют с применением специальных механических средств, позволяющих осуществлять работы без снижения давления.

В обоснованных случаях допускается осуществлять работы по врезке газопроводов при давлении газа в действующем газопроводе в пределах от 0,0004 до 0,002 МПа.

242. В процессе эксплуатации газопровода, санированного рукавом с полимеризующимся слоем, не допускаются работы, связанные с прямым воздействием открытого огня на рукав.

Во время приварки стальных патрубков к газопроводу, санированному рукавом с полимеризующимся слоем, место примыкания рукава к газопроводу вблизи места врезки следует охлаждать при помощи жгута из ветоши, смоченного водой.

243. Сведения о проведении восстановления газопровода методом облицовки рукавом с полимеризующимся слоем вносят в эксплуатационный паспорт газопровода.

244. В случае выявления механического повреждения участков газопровода, санированного рукавом с полимеризующимся слоем, необходимо проводить его ремонт путем:

установки усилительных муфт;

врезки катушек длиной не менее 200 мм с удалением рукава от места соединения на расстояние не менее 300 мм.

245. При нахождении газопроводов под воздействием факторов, параметры которых превышают предельно допустимые значения, в том числе в случаях аварий или инцидентов, вызванных коррозионными разрушениями стальных газопроводов, потерей прочности (разрывом) металла и сварных соединений,

а также в случае возведения (монтажа) стальных газопроводов свыше нормативного срока в грунтах высокой коррозионной агрессивности без электрохимической защиты назначается техническое диагностирование этих газопроводов.

ГЛАВА 9 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ к эксплуатации газопроводов, проложенных в особых условиях

246. При эксплуатации газопроводов, проложенных в особых условиях, эксплуатирующие организации выполняют дополнительные работы, предусмотренные с учетом специфики особых условий (наличия и значений их воздействия на газопровод, связанного с рельефом местности, геологическим строением грунта, гидрогеологическим режимом, подработкой территории в зоне прокладки газопровода, климатическими и сейсмическими условиями, а также с другими воздействиями) и возможностью их изменения во времени.

247. При эксплуатации наружных газопроводов эксплуатирующая организация должна обеспечить контроль грунтовых условий (выявление пучения, просадки, оползней, обрушения, эрозии грунта и иных явлений, которые могут повлиять на безопасность эксплуатации наружных газопроводов) и производства строительных работ, осуществляемых в зоне прокладки газопроводов для недопущения их повреждения.

248. Горно-геологическое обоснование строительства газопроводов в пределах площадей залегания полезных ископаемых 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 горных работ, а также положения и длины полумульд сдвижения от каждой выработки;

меры охраны и защиты газопроводов, в том числе использование труб из высокопрочных сталей, закольцовку распределительных газопроводов городов и населенных пунктов, 100 % контроль сварных соединений физическими методами, технические решения для снятия продольных растягивающих напряжений газопроводов после окончания деформаций земной поверхности и другие.

Применение стальных водогазопроводных труб, а также труб из кипящих сталей для подземных газопроводов, проложенных в особых условиях, не допускается.

249. По трассе газопроводов на подрабатываемых территориях границы влияния горных работ должны закрепляться знаками, имеющими высотные отметки и привязку к пикетам трассы.

250. Для учета особенностей газопроводов, проложенных в особых условиях, проводят дополнительные технические осмотры, по результатам которых определяют необходимость проведения технического обследования или оценки технического состояния газопроводов (при необходимости).

251. Технический осмотр газопроводов, расположенных на подрабатываемой территории в период активной стадии сдвижения земной поверхности, до снятия напряжений в газопроводах проводится ежедневно.

252. С целью получения информации о неблагоприятных воздействиях на газопровод осуществляют технический осмотр трассы газопроводов, проложенных в особых условиях (кроме подрабатываемых территорий), после аварий на водонесущих коммуникациях и сооружениях, расположенных в районе прокладки газопровода, обильных дождей, подъема грунтовых вод и уровня воды в реках, ручьях, оврагах, обводнения и заболачивания трассы газопровода. Необходимость проведения таких технических осмотров устанавливает эксплуатирующая организация самостоятельно в зависимости от возможного негативного влияния.

253. Результаты технического осмотра оформляют записями в эксплуатационном журнале.

254. При техническом осмотре 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.

255. При техническом осмотре надземных газопроводов должны выявляться утечки газа, перемещения газопроводов за пределы опор, наличие вибрации, сплющивания, недопустимого прогиба газопровода, просадки и повреждения опор, состояние запорной арматуры и изолирующих фланцевых соединений, наличие средств защиты от падения электропроводов, проводится проверка состояния креплений и окраски газопроводов, теплоизоляции, фундаментов, подвесок, правильности работы подвижных и неподвижных опор, компенсирующих устройств.

256. При выявлении подвижек (осадок) или выпучивания грунта при подземной прокладке газопровода разрабатывают шурфы для определения

состояния изоляции (поверхности газопровода) и выявления причин, приведших к деформациям газопровода.

Результаты работ предоставляют проектной организации для разработки компенсирующих мероприятий и принятия решений по дальнейшей эксплуатации газопровода.

257. В период активной стадии сдвижения земной поверхности на подрабатываемой территории техническое обследование проводят ежегодно.

258. По окончании активной стадии сдвижения грунта компенсирующие мероприятия для снятия продольных растягивающих напряжений газопровода, могут предусматривать разрезание газопровода и вварку либо стальной вставки, либо установки компенсатора, исходя из прогнозируемых деформаций грунта.

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

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

260. При производстве сварочных работ 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.

Непровары любой протяженности и глубины в сварных соединениях не допускаются.

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

261. Окончание деформаций земной поверхности должно быть подтверждено заключением геолого-маркшейдерской службы организации, осуществляющей разработку месторождений полезных ископаемых (далее – недропользователь), либо специалистом, привлекаемым недропользователем на договорной основе, имеющим основное образование в сфере геологии и (или) разработки месторождений полезных ископаемых (маркшейдерского дела).

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

решение организационно-технических вопросов защиты газопроводов в соответствии с мероприятиями недропользователя, обеспечения надежности

и безопасности газопроводов перед началом очередных горных работ, в процессе интенсивного сдвижения земной поверхности, а также в других случаях, вызванных геологическим строением территории и ее гидрогеологическим режимом;

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

сбор данных, представленных геолого-маркшейдерской службой недропользователя, либо специалистом, привлекаемым недропользователем на договорной основе для ведения геологической и маркшейдерской документации, по результатам наблюдений за деформацией земной поверхности, составление совместно с недропользователем графика подработки газопроводов;

разработка совместно с геолого-маркшейдерскими службами недропользователя, либо специалистами, привлекаемыми недропользователем на договорной основе для ведения геологической и маркшейдерской документации, и проектными организациями мер защиты эксплуатируемых газопроводов от вредного влияния горных работ, а также мероприятий по предупреждению проникновения газа в подземные коммуникации и здания;

контроль за возведением (монтажом), ремонтом и эксплуатацией газопроводов.

ГЛАВА 10

защита от коррозии

263. Специализированная организация, осуществляющая эксплуатацию средств ЭХЗ, должна выполнять их техническое обслуживание и ремонт, проводить ежегодный анализ эффективности противокоррозионной защиты и коррозионного состояния газопроводов (в том числе стальных футляров газопроводов), резервуаров.

264. Порядок, объем и сроки проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту средств ЭХЗ определяются технологической инструкцией с учетом эксплуатационных документов изготовителя и настоящих Правил.

265. Организация, осуществляющая эксплуатацию средств ЭХЗ, должна иметь:

схемы трасс подземных газопроводов с указанием мест расположения защитных установок, опорных (контрольно-измерительных пунктов) и других точек измерения потенциалов;

данные о коррозионной агрессивности грунтов по трассе защищаемого газопровода, в местах установки подземного резервуара;

данные об источниках блуждающих токов (постоянного и переменного) в местах прокладки подземных газопроводов и установки подземного резервуара;

данные об установленных электроизолирующих соединениях и блоках совместной защиты;

данные о наличии и состоянии переходов газопроводов через водные преграды, железнодорожные, трамвайные и автомобильные дороги;

схемы трасс подземных газопроводов, не требующих защиты от электрохимической коррозии, с точками отбора проб грунта и измерения потенциалов для оценки опасности коррозии;

необходимое оборудование, средства индивидуальной защиты и средства измерений.

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

267. Техническое обслуживание средств ЭХЗ проводится путем периодического осмотра и проверки эффективности их работы.

268. Техническое обслуживание средств ЭХЗ, не оборудованных средствами телеметрического контроля, проводят не реже:

4 раз в месяц – для установок дренажной защиты;

2 раз в месяц – для установок катодной защиты, расположенных в городах и городских поселках;

1 раза в месяц – для установок катодной защиты, расположенных на межпоселковых газопроводах и в населенных пунктах сельской местности;

1 раза в 6 месяцев – для установок протекторной защиты.

Периодичность проведения и состав работ по техническому обслуживанию средств ЭХЗ, оснащенных средствами телеметрического контроля, может быть установлен эксплуатирующей организацией с учетом данных о надежности устройств телеметрического контроля.

269. При техническом обслуживании установок катодной и дренажной защиты выполняют следующие работы:

осмотр всех элементов установки с целью выявления внешних дефектов, проверку плотности контактов (в том числе контактов системы защитного заземления), исправности монтажа, отсутствия механических повреждений

отдельных элементов, подгаров, следов перегревов, а также раскопок на трассе подземных кабельных линий и по месту расположения анодного заземления, обрывов воздушных кабельных линий;

визуальный осмотр прибора учета электроэнергии;

проверку исправности предохранителей защитных и коммутационных аппаратов;

очистку корпуса дренажного и катодного преобразователя, блока совместной защиты снаружи и внутри;

контроль режимов работы (измерение тока и напряжения на выходе преобразователя или между гальваническим анодом (протектором) и трубой);

измерение защитных потенциалов (поляризационного или суммарного) газопровода в точке подключения к защищаемому сооружению;

восстановление нарушенных информационных надписей (наименование и номер телефона эксплуатирующей организации, маркировочных бирок кабельных линий и знаков безопасности), проверка наличия и состояния знаков привязки на местности анодного заземления и точек подключения к защищаемым сооружениям;

устранение выявленных неисправностей;

проверку исправности средств измерений.

На установках протекторной защиты выполняют техническое обслуживание с проверкой эффективности их работы.

270. Исправность электроизолирующих соединений должна проверяться при приемке газопровода в эксплуатацию и при каждом произвольном изменении (ухудшении) параметров работы средств ЭХЗ.

271. Проверку эффективности работы установок катодной и дренажной защиты проводят не реже, чем 2 раза в 12 месяцев, с интервалом между проверками не менее 4 месяцев.

При проверке эффективности работы установок катодной и дренажной защиты выполняют следующие работы:

все работы, предусмотренные при техническом обслуживании;

измерения защитных потенциалов в опорных точках по трассе сооружения, подлежащего защите;

контроль распределения тока между защищаемыми сооружениями в блоках совместной защиты.

При техническом обслуживании с проверкой эффективности работы установок протекторной защиты выполняют следующие работы:

контроль режима работы (измерение силы тока в цепи «протектор-защищаемое сооружение», разность потенциалов между протектором и защищаемым сооружением);

измерение защитных потенциалов в точке подключения к защищаемому сооружению и в опорных точках по трассе сооружения, подлежащего защите;

измерение потенциала «протектор-земля»;

осмотр контактных соединений.

272. Проверка эффективности средств ЭХЗ проводится на защищаемом газопроводе в опорных точках (в точке подключения средства ЭХЗ и на границах создаваемой им защитной зоны).

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

273. Эффективность противокоррозионной защиты стальных подземных газопроводов и резервуаров определяют на основании следующих данных:

проверки эффективности работы средств ЭХЗ;

оценки защищенности газопроводов от электрохимической коррозии по протяженности и по времени;

обследования во всех шурфах, отрываемых в процессе эксплуатации.

Для оценки эффективности могут использоваться дополнительные данные, полученные при других обследованиях, виды и объем которых устанавливаются эксплуатирующей организацией.

Результаты оценки эффективности противокоррозионной защиты стальных подземных газопроводов используют для прогнозирования их коррозионного состояния и разработки мероприятий по повышению эксплуатационной надежности противокоррозионной защиты.

274. Корректировку режимов работы средств ЭХЗ проводят:

при изменении рабочих параметров;

при изменении коррозионных условий эксплуатации газопроводов, связанных с прокладкой новых подземных сооружений, изменением конфигурации газовой и рельсовой сетей в зоне действия средств ЭХЗ, строительством средств ЭХЗ на смежных коммуникациях.

275. Результаты измерений, а также причины изменения параметров работы средств ЭХЗ по отношению к установленным проектом заносятся в эксплуатационные паспорта установок электрохимической защиты.

276. Контроль работы средств ЭХЗ осуществляют с учетом требований стандартов и (или) технических условий, в соответствии с которыми изготовлены данные средства ЭХЗ.

Дефекты и неисправности, выявленные при техническом обслуживании средств ЭХЗ, устраняют при их текущем или капитальном ремонте.

277. Ремонт средств ЭХЗ проводят по результатам проведения технического обслуживания и проверки эффективности их работы.

Сроки ремонта вышедшего из строя средства ЭХЗ, определяемые эксплуатирующей организацией, должны быть не менее сроков, указанных в эксплуатационных документах изготовителя, исходя из возможности обеспечения защитного потенциала на газопроводе соседними средствами ЭХЗ (перекрытие зон защиты).

Ремонт средств ЭХЗ проводят для устранения причин отказов. Работу по ремонту вышедших из строя средств ЭХЗ выполняют в аварийном порядке.

278. Эксплуатирующая организация ведет учет числа и времени простоев средств ЭХЗ в процессе их эксплуатации.

Для обеспечения непрерывности работы средств ЭХЗ в эксплуатирующей организации создают необходимый аварийный запас преобразователей катодной и дренажной защиты или модулей этих преобразователей (при использовании преобразователей модульной конструкции).

279. Суммарная продолжительность перерывов в работе средств 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 (перекрытие зон защиты), сроки устранения неисправности определяются техническим руководителем эксплуатирующей (средства защиты) организации.

280. 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).

281. На участках стальных подземных газопроводов, не требующих на стадии их проектирования электрохимической защиты, выполняют работы по проверке коррозионных условий их эксплуатации:

контроль опасности блуждающих токов с периодичностью не реже 1 раза в 2 года;

контроль коррозионной агрессивности грунтов с периодичностью не реже 1 раза в 5 лет;

при каждом изменении коррозионных условий с интервалом между точками измерения не более 200 м в поселениях и не более 500 м на межпоселковых газопроводах.

282. Контроль состояния переходов газопроводов под автомобильными и железными дорогами с целью определения наличия (отсутствия) контакта «труба-футляр» проводят электрометрическим методом в местах, оборудованных для этих целей, с периодичностью 2 раза в 12 месяцев (с интервалом не менее 4 месяцев).

Порядок проведения и объем необходимых измерений на переходах, которые не оборудованы для электрометрических измерений, устанавливает эксплуатирующая организация.

283. Эксплуатирующие организации должны своевременно принимать меры по ремонту защитных покрытий подземных стальных газопроводов.

284. В шурфах, отрываемых для ремонта коррозионных повреждений стальных подземных газопроводов и дефектов защитных покрытий, выполняют следующие работы:

визуально-измерительный контроль состояния защитного покрытия (складки, гофры, зоны отслаивания, сквозные дефекты) и сплошности защитного покрытия;

определение переходного электрического сопротивления, адгезии, толщины защитного покрытия;

определение характера, размеров и расположения повреждений защитного покрытия, включая сквозные дефекты;

определение количества, глубины, площади и расположения коррозионных повреждений металла трубы по окружности газопровода, а также измерение толщины стенок трубы;

отбор проб грунта для определения коррозионной агрессивности грунта, включая биокоррозионную агрессивность;

определение наличия блуждающих токов (постоянных, переменных);

измерение потенциала металла трубы при включенных и отключенных средствах ЭХЗ.

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

286. Сварные соединения 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 сварных соединений на газопроводах с битумными покрытиями.

287. При изоляции сварных соединений труб с разными защитными покрытиями следует применять рулонные материалы, сочетающиеся с покрытием газопровода в соответствии с техническими нормативными правовыми актами.

288. Эксплуатирующей организацией должны устанавливаться причины возникновения коррозионно-опасных зон.

289. При выявлении коррозионно-опасных зон эксплуатирующей организацией 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.

290. Наружные надземные и внутренние газопроводы 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. Допускается внутренние и вводные газопроводы общественных зданий 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 11

ГРП, ШРП, ГРУ

291. Режим работы ГРП, ШРП, ГРУ должен устанавливаться технологической инструкцией, режимными картами в соответствии с проектом и настоящими Правилами.

292. 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.

293. Не допускается колебание давления газа на выходе из ГРП, ШРП, ГРУ, превышающее 10 % рабочего давления. При уменьшении расхода газа до нуля максимальное увеличение значения выходного давления не должно превышать максимальное давление, установленное эксплуатационными документами изготовителя регулятора давления.

Для комбинированных регуляторов давления 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 ПЗК, ПСК, а также утечки газа должны устраняться в аварийном порядке.

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

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

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

297. Температура воздуха в помещениях ГРП должна обеспечивать надежную и безопасную работу оборудования в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

298. Снаружи здания ГРП, вблизи ограждения ГРУ на видном месте, на шкафах ШРП должны быть предупредительные надписи «Газ. Огнеопасно».

299. При эксплуатации ГРП, ШРП, ГРУ должны выполняться плановые работы:

технический осмотр в сроки, установленные технологической инструкцией, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации;

проверка параметров срабатывания ПЗК и ПСК – не реже 1 раза в 3 месяца, в том числе при техническом обслуживании, если иные сроки не установлены эксплуатационными документами изготовителя, а также по окончании ремонта оборудования;

техническое обслуживание – не реже 1 раза в 6 месяцев, в том числе при текущем ремонте, если иные сроки не установлены эксплуатационными документами изготовителя;

текущий ремонт – не реже 1 раза в 12 месяцев, если иные сроки не установлены эксплуатационными документами изготовителя;

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;

проверка работоспособности средств ТМ и АСУТП.

300. При техническом осмотре ГРП, ШРП, ГРУ должны выполняться:

измерение давления газа с использованием средств измерений до и после регулятора, перепада давления газа на фильтре, температуры воздуха в помещении ГРП, ШРП, ГРУ, проверка отсутствия утечки газа с помощью прибора или мыльной эмульсии;

контроль загазованности воздуха в помещениях с применением переносного газоанализатора;

контроль за правильностью положения молоточка (при наличии) и надежности сцепления рычагов или положением рукоятки взвода ПЗК;

смена картограмм регистрирующих приборов (при наличии), прочистка и заправка перьев, завод часового механизма;

проверка исправности и правильности показаний манометров путем кратковременного отключения и возвращения показаний к контрольному значению;

проверка состояния и работы электроосвещения, вентиляции, системы отопления, систем автоматизации и сигнализации;

внешний и внутренний осмотр здания, визуальное выявление трещин и негерметичности стен (перегородок), ограждений, очистка помещения и оборудования от загрязнения (при необходимости).

Результаты технического осмотра заносятся в оперативный журнал ГРП, ШРП, ГРУ по форме согласно [приложению 17](#).

301. Технический осмотр ГРП, ШРП, ГРУ, оборудованных ТМ и АСУТП, оснащенных сигнализаторами загазованности с контролируемым выводом сигнала допускается производить одним рабочим из числа постоянного состава работников по специально разработанной инструкции, определяющей дополнительные меры безопасности.

302. При проверке степени засоренности фильтра максимальный перепад давления газа на нем не должен превышать величины, установленной 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.

303. 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, допустимого при настройке.

304. При техническом обслуживании ГРП, ШРП, ГРУ, 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 трубопроводов к средствам измерений, ПЗК и регулятору давления;

проверка параметров срабатывания ПЗК и ПСК.

305. При ежегодном текущем ремонте ГРП, ШРП, ГРУ необходимо выполнять:

разборку регуляторов давления (если иное не предусмотрено эксплуатационной документацией изготовителя), ПЗК и ПСК 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 конструктивных узлов, не подлежащих разборке;

разборку и притирку запорной арматуры, не обеспечивающей герметичности закрытия;

работы, предусмотренные при техническом обслуживании.

306. При техническом обслуживании ГРП, ШРП, ГРУ с использованием приборного диагностического оборудования необходимо контролировать параметры:

регулятора давления газа – фактическое выходное давление, давление полного закрытия, герметичность;

ПЗК – максимальное и минимальное давление срабатывания, герметичность клапана и мембраны;

ПСК – максимальное давление срабатывания, давление полного закрытия, герметичность мембраны;

герметичность трубопроводной арматуры на входе и выходе каждой линии редуцирования в сравнении с установленной нормой герметичности.

Измерения должны предусматривать формирование протокола, в котором отражаются результаты измерений, критические границы параметров, а также построение графика, точно отображающего техническое состояние ГРП, ШРП, ГРУ.

При положительных результатах технического обслуживания с использованием приборного диагностического оборудования допускается не проводить плановые работы по проверке параметров срабатывания ПЗК и ПСК и текущему ремонту ГРП, ШРП, ГРУ.

307. 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 и иметь хвостовики, выступающие за пределы фланцев.

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

РАЗДЕЛ IV ОБЪЕКТЫ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

ГЛАВА 12 ОБЩИЕ требования

309. Настоящая глава устанавливает общие требования к эксплуатации объектов газопотребления, котельных, использующих в качестве топлива природный газ или СУГ от резервуарных или групповых баллонных установок.

310. Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газопотребления определяется технологическими инструкциями и графиками работ, утвержденными руководителем (техническим руководителем) эксплуатирующей организации, с учетом требований, предъявляемых к оборудованию, работающему под избыточным давлением (при наличии).

311. Использовать объекты газопотребления не по назначению запрещается.

312. Не допускается нагружать газопроводы и использовать их в качестве опорных конструкций и заземлений.

313. В помещениях с газоиспользующим оборудованием должны быть вывешены технологические инструкции, технологические схемы, режимные карты.

314. Эксплуатирующие организации должны обеспечить разработку и контроль за выполнением планов технической модернизации, реконструкции объектов газораспределительной системы и газопотребления с целью приведения их в соответствие с законодательством, а также планов замены ПОО, технических устройств, отработавших нормативные сроки эксплуатации.

315. Система автоматики безопасности и регулирования процессов горения газа в газоиспользующем оборудовании должна обеспечивать контроль параметров безопасности в автоматическом режиме.

316. Установленные средства защиты должны немедленно прекратить подачу газа на газоиспользующее оборудование при неисправности автоматики

безопасности и возникновении недопустимых отклонений в работе оборудования, предусмотренных технологической инструкцией.

317. Газоиспользующее оборудование должно оснащаться автоматическими горелками.

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

Алгоритм процесса контроля герметичности запорной арматуры горелок определяется в зависимости от конструктивных особенностей газоиспользующего оборудования и горелочных устройств, автоматики управления, количества горелок.

318. Врезка газопровода к ЗЗУ горелок газоиспользующего оборудования должна быть выполнена до последнего по ходу газа ПЗК.

На котлах, конструкцией которых предусмотрены растопочные горелки, ЗЗУ, 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 газоиспользующем оборудовании, оснащеном группой растопочных горелок с контролируемым факелом, обеспечивающим розжиг остальных горелок (группы), допускается первый по ходу газа ПЗК устанавливать общим.

319. Газоиспользующее оборудование должно 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.

320. Технологические защиты, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены.

321. Газоиспользующее оборудование должно быть оснащено 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 газоиспользующее оборудование 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.

322. Не разрешается оставлять работающее газоиспользующее оборудование котельной без постоянного наблюдения со стороны обслуживающего персонала.

При эксплуатации газоиспользующего оборудования, требующего постоянного наблюдения со стороны обслуживающего персонала, технический осмотр газопроводов, газоиспользующего и вспомогательного оборудования объектов газопотребления проводится не реже 1 раза в смену.

При приеме и передаче смены в сменном журнале отражаются сведения о работе газоиспользующего оборудования, в том числе о параметрах работы технических устройств, результатах их осмотра и проверки, выявленных неисправностях оборудования, состоянии ГРУ (при наличии), систем автоматики безопасности, регулирования и сигнализации, проверке плотности соединений газопровода и арматуры, случаях аварийных отключений.

В случае выявления неисправностей в работе оборудования в сменный журнал вносятся сведения о мерах, принятых для их устранения, и результаты повторной проверки после устранения выявленных неисправностей.

Также в журнал записываются распоряжения руководства котельной (цеха), касающиеся технического обслуживания оборудования, пуска и остановки газоиспользующего оборудования (кроме аварийного отключения). Сведения в журнале ежедневно проверяет лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, о чем он делает в журнале соответствующую запись.

323. Допускается эксплуатация газоиспользующего оборудования без постоянного наблюдения за его работой со стороны обслуживающего персонала при оборудовании системой автоматизации, обеспечивающей безаварийную работу газоиспользующего оборудования и противоаварийную защиту в случае возникновения неисправностей.

Информация о срабатывании сигнализации при загазованности помещения и неисправности установленного в нем газоиспользующего оборудования (при конструктивной возможности), охранной сигнализации помещения с газоиспользующим оборудованием должна поступать в круглосуточном режиме

на диспетчерский пункт и (или) работникам, способным направить обслуживающий персонал для принятия мер или передать информацию в эксплуатирующую организацию. Способ передачи информации определяется заказчиком, застройщиком или эксплуатирующей организацией.

Инструкция для работников диспетчерского пульта объектов газопотребления, эксплуатируемых без постоянного обслуживающего персонала, должна находиться на рабочем месте этих работников.

324. Внутренние газопроводы и газоиспользующее оборудование (кроме ГРУ) должны подвергаться техническому обслуживанию не реже 1 раза в месяц, текущему ремонту – не реже 1 раза в 12 месяцев, если другие сроки не установлены изготовителем оборудования.

325. При техническом обслуживании газопроводов и газоиспользующего оборудования объектов газопотребления выполняют:

проверку соответствия прокладки газопроводов и установки газоиспользующего оборудования исполнительной документации и требованиям технических нормативных правовых актов;

проверку герметичности разъемных соединений, импульсных газопроводов газоанализатором или пенообразующим раствором;

проверку свободного доступа к открыто проложенным газопроводам и к газоиспользующему оборудованию;

проверку внешним осмотром целостности газопроводов, в том числе гибких соединений, их креплений и опор:

проверку наличия воздействия на трубы нагрузок, не предусмотренных проектом;

проверку наличия и целостности футляров в местах прокладки газопроводов через наружные строительные конструкции здания, а также заделки концов футляров;

очистку от загрязнений газопроводов и арматуры, проверку целостности их защитного покрытия;

проверку и восстановление (при необходимости) работоспособности запорной арматуры;

проверку целостности приборов учета газа, систем контроля загазованности помещений;

работы в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя;

проверку соответствия режимным картам и (при необходимости) настройку параметров автоматики технологических защит и регулирования процессов сжигания газа (не реже 1 раза в 3 месяца);

проверку работоспособности автоматики безопасности, систем аварийной сигнализации;

проверку сохранности пломб (при их наличии), состояния и сроков государственной поверки средств измерений;

смазку подвижных элементов технических устройств (при необходимости);

проверку состояния электроосвещения, исправности вентиляционных и дымоотводящих систем.

326. При техническом обслуживании внутренних газопроводов из медных труб дополнительно выполняют:

проверку отсутствия контактов медного газопровода со стальными конструкциями;

проверку отсутствия контакта открыто проложенных медных газопроводов с веществами, агрессивными по отношению к меди (аммоний, нитраты или сульфиды, пары кислотных электролитов);

проверку отсутствия источников огня вблизи медных газопроводов, проложенных открыто;

проверку наличия схем скрытой прокладки газопроводов у собственника (пользователя) помещения;

осмотр состояния стен на участках скрытой прокладки газопроводов;

проверку целостности заделки штраб газопроводов скрытой прокладки.

327. Ремонт оборудования проводят при выявлении неисправностей в результате проведения его технического обслуживания.

328. Утечки газа, нарушения работоспособности средств автоматики технологических защит и регулирования процессов сжигания газа, другие неисправности, которые могут привести к аварии или инциденту или создают угрозу безопасности жизни и здоровья людей, устраняют в аварийном порядке.

329. При текущем ремонте внутренних газопроводов и газоиспользующего оборудования проводят устранение неисправностей и нарушений, выявленных в процессе проведения технического обслуживания.

При текущем ремонте проводят замену:

поврежденных участков труб и дефектных соединительных деталей газопровода;

запорной арматуры;

прокладок фланцевых соединений (в сроки, установленные эксплуатационной документацией изготовителя уплотнительных материалов);

средств автоматики технологических защит и регулирования процессов сжигания газа;

креплений и опор, лакокрасочного покрытия газопроводов;

изношенных деталей и узлов газоиспользующего оборудования;

средств измерений на идентичные средства измерений, исправные и прошедшие государственную поверку.

330. При проведении аварийно-восстановительных работ устраняют причины и последствия отказов технических устройств в процессе эксплуатации, а также восстанавливают работоспособность объекта газопотребления.

331. При капитальном ремонте проводят замену технических устройств, в том числе газогорелочных устройств и газоиспользующего оборудования, не подлежащих ремонту.

332. Замену технического устройства или поврежденного участка газопровода выполняют после отключения газопровода и его продувки с последующей установкой заглушек.

Выпуск газоздушнoй смеси в помещение не допускается.

Перед началом работ по демонтажу поврежденного участка газопровода проводят анализ пробы среды в отключенном газопроводе. При содержании газа в пробе выше 1 % проводят вторичную продувку газопровода воздухом.

333. Газоиспользующее оборудование при ремонте или длительной остановке отключают и продувают, а после запорной арматуры устанавливают заглушки с хвостовиками, выступающими за пределы фланцев.

Отключающие устройства на продувочных и сбросных газопроводах после отключения газоиспользующего оборудования оставляют в открытом положении.

Газоходы газоиспользующего оборудования отключают от общего бoрoва с помощью шиберов или глухих перегородок.

Приводы отключающих устройств обесточивают.

334. Сведения о реконструкции, технической модернизации, консервации объекта газопотребления (кроме котлов, для которых документы контроля

выполненных работ установлены соответствующими правилами по обеспечению промышленной безопасности), результатах технического обслуживания и выполнения ремонтных работ, выявленных неисправностях и нарушениях, изменениях режимов работы газоиспользующего оборудования, замене оборудования оформляют записями в эксплуатационном журнале объекта газопотребления.

Объем сведений, вносимых в эксплуатационный журнал объекта газопотребления, определяется эксплуатирующей организацией в зависимости от объемов работ, предусмотренных технологическими инструкциями, с учетом конструктивных особенностей оборудования, конкретных условий эксплуатации, требований эксплуатационной документации изготовителей оборудования и отчетов наладочных организаций.

335. До начала и в процессе выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту должен быть проведен контроль воздуха рабочих зон помещений на загазованность с отметкой в наряде-допуске.

Проверка плотности соединений газопровода и арматуры, установленной на нем, проводится по внешним признакам утечки газа (по запаху, звуку) с использованием газоанализаторов или пенообразующего раствора (мыльной эмульсии).

Применение открытого огня для обнаружения утечки газа не допускается.

336. Пуск газа в газопровод по окончании ремонтных работ и сезонного отключения производят после проведения его испытаний на герметичность воздухом. Герметичность разъемных соединений технических устройств, установленных на газопроводе, проверяют газоанализатором или пенообразующим раствором при рабочем давлении газа.

337. Перед включением газоиспользующего оборудования в работу проверяют техническое состояние систем дымоудаления и сроки государственной поверки средств измерений. Перед пуском после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 суток) проверяют исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования, средств измерений, средств дистанционного управления арматурой и механизмами, устройств автоматики, защит и блокировок.

Топки и газоходы газоиспользующего оборудования перед пуском в работу должны быть провентилированы в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

Продувать газопроводы газоиспользующего оборудования через сбросные газопроводы и газогорелочные устройства запрещается.

338. Режимную наладку газоиспользующего оборудования проводят при первичном пуске газа и периодически не реже 1 раза в 3 года с корректировкой (при необходимости) режимных карт, а также в следующих случаях:

после капитального ремонта газоиспользующего оборудования или внесения конструктивных изменений, влияющих на эффективность использования газа;

при систематических отклонениях контролируемых параметров работы газоиспользующего оборудования от режимных карт.

339. Режим работы газоиспользующего оборудования должен соответствовать утвержденным режимным картам.

Установленные средства защиты должны немедленно прекратить подачу газа на установку при возникновении изменений в режиме работы оборудования по заданным параметрам.

340. При взрыве и пожаре должны немедленно перекрываться отключающие устройства на вводе газопровода в здание с газоиспользующим оборудованием.

341. Порядок остановки и включения газоиспользующего оборудования в работу определяется технологической инструкцией, эксплуатационной документацией изготовителя и настоящими Правилами. При этом пуск газа должен осуществляться только после устранения выявленных неисправностей.

342. Проверку технического состояния систем дымоудаления и вентиляции в зданиях (помещениях) с газоиспользующим оборудованием, их прочистку необходимо проводить перед включением газоиспользующего оборудования в работу, в том числе после ремонта или сезонного отключения, ремонта вентиляционных каналов, дымовых труб (независимо от срока проведения предыдущей проверки), а также при выявлении нарушения тяги.

Результаты проверки технического состояния систем дымоудаления и вентиляции в зданиях (помещениях) с газоиспользующим оборудованием должны подтверждаться актом организации, выполняющей проверку, включающим в себя сведения о типе установленного газоиспользующего оборудования, о технических характеристиках вентиляционных каналов и дымовых труб (количество, размеры, материал, наличие прочистных карманов и другое), о методах и результатах проверки плотности, обособленности, проходимости, наличия и направления тяги, применяемых средствах измерения, об отсутствии засоренности каналов и состоянии оголовков дымовых труб, а также заключение о пригодности либо непригодности систем дымоудаления и вентиляции к эксплуатации с участием представителя эксплуатирующей организации.

Копии протоколов испытаний испытательной лаборатории, аккредитованной для проведения испытаний систем дымоудаления и вентиляции, прилагаются к актам.

343. При сезонном техническом обслуживании газоиспользующего оборудования, в том числе по окончании отопительного периода, должно быть

обеспечено отключение газоиспользующего оборудования с установкой заглушки на газопроводе.

344. Эксплуатирующая организация до включения в работу газоиспользующего оборудования сезонного действия должна обеспечить:

проверку знаний работников по вопросам промышленной безопасности;

техническое обслуживание и текущий ремонт газопроводов и газоиспользующего оборудования;

проверку исправности систем автоматизации и сигнализации;

проведение планово-предупредительного ремонта газоиспользующего и вспомогательного оборудования;

проверку систем дымоудаления и вентиляции с оформлением акта;

проверку заземляющих устройств и молниезащиты.

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

345. Работа газоиспользующего оборудования в парильном отделении бань допускается в часы, когда бани не обслуживают посетителей.

ГЛАВА 13

дополнительные ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ ДЛЯ ГАЗОПЛАМЕННОЙ ОБРАБОТКИ МЕТАЛЛОВ

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

347. 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.

348. Для подачи газов от газопроводов к оборудованию для газовой сварки и резки металлов допускается использовать резиноканевые рукава, сопровождаемые документом о качестве.

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.

На газопроводе перед местом присоединения рукава должна быть установлена запорная арматура.

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

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

349. Подходы ко всем газоразборным постам должны быть свободными.

350. Производить ремонт горелок, резаков и другого оборудования в местах проведения работ по газовой сварке, газовой резке и другим видам газопламенной обработки металлов запрещается.

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

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

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

354. Панели, кронштейны, шкафы и перегородки газоразборных постов должны быть выполнены из негорючего материала, окрашены в красный цвет и иметь надпись «Горючий газ. Огнеопасно».

ГЛАВА 14

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

355. Настоящая глава устанавливает специальные требования к эксплуатации объектов газопотребления общественных зданий, использующих в качестве топлива природный газ или СУГ от резервуарных и групповых баллонных установок, кроме котельных.

356. Эксплуатирующей организацией должны быть назначены приказом лица, ответственные за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления.

В качестве лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления общественных зданий допускается привлекать работника, прошедшего необходимую подготовку и проверку знаний по вопросам промышленной безопасности, работающего по трудовым договорам, предусматривающим выполнение работы в области промышленной безопасности, по гражданско-правовым договорам, предметом которых является выполнение работ (оказание услуг) в области промышленной безопасности.

357. В помещениях с газоиспользующим оборудованием должны быть вывешены технологические инструкции, технологические схемы и графики работ, утвержденные руководителем (техническим руководителем) эксплуатирующей организации.

358. Техническое обслуживание объектов газопотребления общественных зданий проводится не реже 1 раза в 6 месяцев, текущий ремонт – не реже 1 раза в 12 месяцев, если другие сроки не установлены изготовителем оборудования.

359. При техническом обслуживании объектов газопотребления общественных зданий выполняют:

проверку соответствия прокладки газопроводов и установки газоиспользующего оборудования исполнительной документации и нормативным требованиям;

проверку герметичности разъемных соединений, импульсных газопроводов газоанализатором или пенообразующим раствором;

проверку свободного доступа к открыто проложенным газопроводам и к газоиспользующему оборудованию;

проверку внешним осмотром целостности газопроводов, в том числе гибких соединений, их креплений и опор;

проверку наличия воздействия на трубы нагрузок, не предусмотренных проектом;

проверку наличия и целостности футляров в местах прокладки газопроводов через наружные строительные конструкции здания, а также заделки концов футляров;

очистку от загрязнений газопроводов и газового оборудования, проверку целостности их защитного покрытия;

проверку и восстановление (при необходимости) работоспособности запорной арматуры;

проверку целостности приборов учета газа, систем контроля загазованности помещений;

работы в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя оборудования;

регулировку процесса сжигания газа на всех режимах работы газоиспользующего оборудования (при необходимости);

проверку работоспособности автоматики безопасности, систем аварийной сигнализации;

проверку сохранности пломб (при их наличии), состояния и сроков государственной поверки средств измерений;

смазку подвижных элементов технических устройств (при необходимости);

проверку состояния и исправности систем электроосвещения, дымоудаления и вентиляции.

360. При техническом обслуживании внутренних газопроводов из медных труб дополнительно выполняют:

проверку отсутствия контактов медного газопровода со стальными конструкциями;

проверку отсутствия контакта открыто проложенных медных газопроводов с веществами, агрессивными по отношению к меди (аммоний, нитраты или сульфиды, пары кислотных электролитов);

проверку отсутствия источников огня вблизи медных газопроводов, проложенных открыто;

проверку наличия схем скрытой прокладки газопроводов у собственника (пользователя) помещения;

осмотр состояния стен на участках скрытой прокладки газопроводов;

проверку целостности заделки штраб газопроводов скрытой прокладки.

361. При текущем ремонте внутренних газопроводов и газоиспользующего оборудования проводят устранение неисправностей и нарушений, выявленных в процессе проведения технического обслуживания.

При текущем ремонте проводят замену:

поврежденных участков труб и дефектных соединительных деталей газопровода;

запорной арматуры, газоиспользующего оборудования;

прокладок фланцевых соединений (в сроки, установленные эксплуатационной документацией изготовителя уплотнительных материалов);

средств автоматики технологических защит и регулирования процессов сжигания газа;

креплений и опор, лакокрасочного покрытия газопроводов;

изношенных деталей и узлов газоиспользующего оборудования;

средств измерений на идентичные средства измерений, исправные и прошедшие государственную поверку.

Замена газоиспользующего отопительного оборудования мини-котельных, отработавшего нормативный срок службы, возможна на идентичное (имеющее одинаковые конструктивные и мощностные характеристики) с электрическим питанием системы автоматики, обеспечивающей работу данного оборудования в автоматизированном режиме без присутствия обслуживающего персонала.

362. Сведения о реконструкции, технической модернизации, консервации объекта газопотребления, результатах технического обслуживания и выполнения ремонтных работ, выявленных неисправностях и нарушениях, изменениях режимов работы газоиспользующего оборудования (при необходимости), замене оборудования оформляют записями в эксплуатационном журнале объекта газопотребления.

363. При ремонте газоиспользующего оборудования, связанном с разборкой, а также при капитальном ремонте помещений и зданий газопроводы и оборудование должны отключаться с установкой заглушки.

364. До начала и в процессе выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту должен проводиться контроль воздуха рабочих зон помещений на загазованность с отметкой в наряде-допуске.

365. Эксплуатирующая организация до включения в работу установок сезонного действия должна обеспечить:

техническое обслуживание и текущий ремонт газопроводов и газоиспользующего оборудования, проверку исправности автоматики безопасности;

проверку технического состояния систем дымоудаления и вентиляции с оформлением акта;

проверку исправности систем автоматизации и сигнализации;

проверку исправности заземляющих устройств и молниезащиты.

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

366. Эксплуатирующие организации в процессе эксплуатации объектов газопотребления должны:

оказывать специализированным организациям всестороннюю помощь при проведении ими работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов газопотребления, осуществлять контроль за своевременностью, полнотой и качеством выполнения работ;

обеспечивать оснащение помещений с газоиспользующим оборудованием системами контроля загазованности и концентрации окиси углерода с автоматическим отключением подачи газа при загазованности более 10 % НКПР и превышении предельно допустимой концентрации окиси углерода в воздухе рабочей зоны;

содержать в исправном состоянии газопроводы, подвалы, технические коридоры и подполья, обеспечивать функционирование систем электроосвещения и вентиляции;

следить за герметичностью уплотнений вводов подземных коммуникаций в подвалы зданий, производить окраску газопроводов;

обеспечивать беспрепятственный доступ работников газоснабжающих организаций в любое время суток во все подвалы, технические коридоры и подполья, помещения первых этажей для проверки их на загазованность, а при возникновении аварии или инцидента – во все помещения здания;

своевременно обеспечивать проверку технического состояния систем дымоудаления и вентиляции, оголовков дымовых труб;

немедленно сообщать газоснабжающей организации о смене собственника, необходимости отключения газоиспользующего оборудования, неисправности систем дымоудаления и самовольно установленном газоиспользующем оборудовании;

обеспечивать своевременное проведение технического диагностирования и замены ПОО, технических устройств, отработавших нормативный срок службы;

обеспечивать сохранность проектной, исполнительной и эксплуатационной документации;

обеспечивать разработку и выполнение планов технической модернизации, реконструкции объектов газораспределительной системы и газопотребления с целью приведения их в соответствие с законодательством;

использовать помещения с газоиспользующим оборудованием по назначению.

РАЗДЕЛ V

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ГАЗОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

ГЛАВА 15

ОБЪЕКТЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ и газопотребления ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, котельных

367. Настоящая глава устанавливает специальные требования к объектам газораспределительной системы и газопотребления тепловых электростанций, котельных с давлением природного газа до 1,2 МПа включительно и котлами с единичной паспортной тепловой производительностью 116,3 МВт (100 Гкал/ч) и более (далее – ТЭС).

368. Газопроводы ТЭС от ГРП до отсечных клапанов котлов включительно должны быть рассчитаны на входное давление газа ГРП.

369. На ТЭС с учетом особенностей оборудования, технологии и характера производства должны быть разработаны и утверждены в порядке, установленном настоящими Правилами, технологические инструкции, содержащие требования технологической последовательности выполнения различных операций при подготовке к пуску оборудования технологических комплексов, выводе в резерв, ремонте, допуске работников к выполнению работ по ремонту оборудования.

К технологическим инструкциям должны прилагаться технологические схемы газопроводов с указанием мест врезки дренажей, продувочных и сбросных газопроводов, трубопроводов продувочных агентов (сжатого воздуха, азота), установки трубопроводной арматуры, средств измерений, подлежащих государственной поверке, с нумерацией, соответствующей действительности по месту.

370. Технологические схемы газопроводов должны находиться в помещениях ГРП и щитов управления или воспроизведены на экране компьютеров систем автоматического управления.

371. Эксплуатация объектов газораспределительной системы и газопотребления ТЭС должна осуществляться газовой службой предприятия.

372. В процессе эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления ТЭС должны быть обеспечены:

подача газа газоиспользующему оборудованию требуемого давления, очищенного от посторонних примесей и конденсата, в количестве, соответствующем его нагрузке;

безопасная работа оборудования, а также безопасное и своевременное проведение работ по его техническому обслуживанию и ремонту;

производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности.

373. Графики технического обслуживания и ремонта объектов газораспределительной системы и газопотребления утверждаются техническим руководителем эксплуатирующей организации.

При выполнении работ специализированными организациями по договорам графики технического обслуживания и ремонта согласовываются с эксплуатирующей организацией.

374. При эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления ТЭС необходимо выполнять:

технический осмотр (визуальный контроль технического состояния);

проверку параметров срабатывания ПЗК и ПСК, установленных в ГРП ШРП, ГРУ после каждого ремонта, но не реже 1 раза в 6 месяцев;

проверку срабатывания ПЗК, включенных в схемы защит и блокировок котлов перед каждым включением котла при его простое более 3 суток, после каждого ремонта, но не реже 1 раза в 6 месяцев;

проверку герметичности фланцевых, резьбовых и сварных соединений газопроводов, сальниковых набивок арматуры с помощью газоанализатора или пенообразующего раствора при проведении технического обслуживания газопроводов и арматуры;

контроль загазованности воздуха в помещениях ГРП и котельном зале (котельной) – постоянно автоматическими сигнализаторами загазованности и не реже 1 раза в смену с применением переносного газоанализатора;

проверку работоспособности автоматических сигнализаторов загазованности в помещениях ГРП и котельном зале (котельной) не реже 1 раза в смену с применением переносного газоанализатора;

проверку срабатывания устройств технологических защит, блокировок и действия сигнализации перед каждым пуском в работу оборудования и периодически в соответствии с утвержденным графиком;

очистку фильтров в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя;

техническое обслуживание газопроводов и арматуры в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя, но не реже 1 раза в 6 месяцев;

техническое обслуживание средств защиты газопроводов от коррозии не реже 1 раза в 12 месяцев;

включение и отключение газопроводов и газоиспользующего оборудования, находящегося в резерве, ремонте и консервации;

техническое диагностирование;

ремонт;

отключение недействующих газопроводов и газового оборудования с установкой заглушек.

375. При эксплуатации зданий объектов газопотребления ТЭС эксплуатирующая организация осуществляет контроль за осадкой фундаментов.

376. Технический осмотр объектов газопотребления ТЭС проводится в сроки, обеспечивающие безопасность и надежность их эксплуатации, но не реже сроков, указанных в эксплуатационных документах изготовителей оборудования. В случае их отсутствия осмотр внутренних газопроводов и оборудования ГРП, ШРП, ГРУ, котельной проводится не реже 1 раза в смену.

Технический осмотр проводится бригадой в составе не менее двух рабочих.

377. Технический осмотр надземных и подземных наружных газопроводов проводится в порядке и с периодичностью, установленными настоящими Правилами, с учетом технического состояния газопроводов, продолжительности и условий их эксплуатации, а также после выявления деформации грунта и других негативных явлений, которые могут вызвать недопустимые напряжения в газопроводе.

При осмотре подземных газопроводов проверяются на загазованность колодцы, расположенные на расстоянии до 15 метров в обе стороны от газопровода, коллекторы, подвалы зданий и другие помещения, в которых возможно скопление газа.

Не допускается подтягивание сальников на арматуре и откачка конденсата из дренажных устройств газопроводов с давлением более 0,6 МПа.

Проверка плотности соединений газопровода и установленной на нем арматуры проводится по внешним признакам утечки газа (по запаху, звуку) с использованием газоанализаторов, дистанционных детекторов метана или пенообразующего раствора (мыльной эмульсии).

Применение открытого огня для обнаружения утечки газа не допускается.

378. Эксплуатация объектов газораспределительной системы и газопотребления с выявленными при техническом осмотре нарушениями, влияющими на их безаварийность и безопасность, запрещается.

379. Проверка параметров срабатывания ПЗК и ПСК в ГРП 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, а также после каждого ремонта оборудования).

ПСК после регулировки и испытаний пломбируются, результаты проверки фиксируются в эксплуатационном паспорте ГРП.

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.

380. 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.

Прекращение подачи электроэнергии от внешнего источника должно вызывать закрытие ПЗК горелок без дополнительного подвода энергии от других внешних источников.

381. Проверка настройки и действия предохранительных клапанов газоиспользующего оборудования проводится перед пуском газа, после длительной (более 2 месяцев) остановки оборудования, а также при эксплуатации в сроки, установленные технологической инструкцией, но не реже 1 раза в 2 месяца.

382. Очистку фильтра необходимо проводить при достижении максимально допустимого значения перепада давления, указанного в эксплуатационных документах изготовителя.

383. Проверка срабатывания устройств технологических защит и действия сигнализации по максимальному и минимальному давлению газа в газопроводах проводится в сроки, установленные изготовителем, но не реже 1 раза в месяц.

Сброс избыточного давления газа должен быть за пределы помещения, безопасен для работников и исключаящий его воспламенение от источника огня.

Системы сброса газа должны обеспечивать безопасные условия рассеивания газа с учетом местных климатических условий, включая розу ветров.

При проверке не должно изменяться рабочее давление газа в газопроводах.

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

384. 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.

Перед входом в помещение должна проводиться проверка загазованности помещения переносным газоанализатором.

385. Газопроводы должны регулярно (по графику) дренироваться через штуцера, устанавливаемые в нижних точках газопровода.

Конденсат собирается в передвижные емкости и утилизируется.

Сброс удаленной из газопровода жидкости в канализацию не допускается.

386. До начала и в процессе выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту должен быть проведен контроль воздуха рабочих зон помещений (ГРП, машинного зала, котельной) на загазованность с отметкой в наряде-допуске.

При концентрации газа в помещении, превышающей 10 % НКПР, работы должны быть приостановлены, работники выведены из опасной зоны и приняты меры по устранению утечки газа.

После окончания работ, сопровождающихся нарушением целостности и разгерметизацией, газопроводы должны быть испытаны на герметичность, а после сварочных работ – на прочность и герметичность.

Испытания должны проводиться работниками, выполнившими ремонтные работы, в присутствии обслуживающего персонала ТЭС. Результаты испытаний оформляются актом, сведения заносятся в эксплуатационный паспорт ГРП и эксплуатационные журналы объектов газопотребления.

387. Техническое обслуживание объектов газораспределительной системы и газопотребления ТЭС должно проводиться бригадой газовой службы в составе не менее тех рабочих под руководством руководителя работ с оформлением наряда-допуска, в светлое время суток или при достаточном освещении.

388. При техническом обслуживании ГРП должны выполняться:

проверка хода и герметичности затвора отключающей арматуры, 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 газоанализатора 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 средств измерений, ПЗК и РК;

проверка параметров настройки ПЗК и ПСК;

смазка трущихся частей, перенабивка (подтяжка) сальников арматуры, их очистка;

проверка состояния и работы электрооборудования, систем вентиляции, отопления, сигнализации.

389. При техническом обслуживании внутренних газопроводов объектов газопотребления 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.

390. При отключении газоиспользующего оборудования сезонного действия должны устанавливаться заглушки на подводящих газопроводах к нему.

391. Текущий ремонт, в том числе с разборкой регуляторов давления, ПЗК, ПСК и фильтров, производится с установкой заглушек на границах отключаемого участка газопровода со стороны подачи газа и оформлением наряда-допуска.

392. При текущем ремонте надземных газопроводов производятся:

устранение прогиба газопровода, замена и восстановление креплений;

разборка и ремонт отключающей и регулирующей арматуры, ПЗК, ПСК, не обеспечивающих плотность закрытия, с притиркой уплотняющих поверхностей;

восстановление противошумового и теплоизоляционного покрытий;

очистка и восстановление окраски газопроводов и арматуры (по мере необходимости, но не реже 1 раза в 5 лет);

проверка герметичности соединений и устранение дефектов, выявленных при техническом обслуживании, техническом осмотре.

393. При текущем ремонте запорной арматуры должны выполняться:

очистка арматуры, ремонт привода и его смазка, набивка сальника;

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

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

проверка исправности и ремонт приводного устройства;

При сервисном обслуживании трубопроводной арматуры сроки и объемы работ определяются эксплуатационными документами изготовителя.

394. После капитального ремонта котла и замены газогорелочных устройств режимные карты должны быть пересмотрены по результатам наладочных работ.

395. Перед ремонтом газоиспользующего оборудования, осмотром и ремонтом топок котлов или газоходов газоиспользующее оборудование и трубопроводы запальных устройств должны отключаться от действующих газопроводов с установкой заглушки после запорной арматуры.

396. После проведения ремонтных работ необходимо провести наладочные работы с оформлением отчетной документации.

397. Аварийное отключение газопроводов должно производиться в случаях разрыва сварных соединений, коррозионных и механических повреждений газопровода и арматуры с выходом газа, а также при взрыве, пожаре, неисправностях оборудования, непосредственно угрожающих безопасной эксплуатации объекта газораспределительной системы и газопотребления ТЭС.

398. Схема сварных соединений, выполненных при ремонте газопровода путем врезки катушек, включается в состав исполнительной документации.

399. До начала работ, связанных с разборкой газовой арматуры, присоединением или ремонтом внутренних газопроводов, работой внутри котлов, а также при выводе котлов в консервацию и ремонт отключающие устройства, установленные на ответвлениях газопровода к котлу и на газопроводе к ЗЗУ горелок, должны быть закрыты с установкой заглушек.

Газопроводы должны быть освобождены от газа продувкой инертным газом или сжатым воздухом.

400. Установка заглушек на газопроводах должна производиться на отключенном участке после его предварительной продувки воздухом или инертным газом и взятия пробы для анализа на содержание горючего газа. Остаточная объемная доля газа в продутом газопроводе не должна превышать 20 % НКПР.

Снятие заглушек на газопроводе должно производиться после проведения контрольных испытаний.

При неудовлетворительных результатах контрольных испытаний пуск газа и снятие заглушек запрещается до устранения причин и проведения повторных контрольных испытаний.

Результаты контрольных испытаний должны записываться в наряде-допуске.

Если осмотренные и подвергшиеся контрольным испытаниям участки газопроводов не были заполнены газом, то при возобновлении работ по пуску газа осмотр и контрольные испытания пускаемого участка должны быть произведены повторно.

401. Заглушки на газопроводах ГРП при пуске газа после консервации или ремонта должны сниматься после осмотра газопроводов, проведения технического обслуживания и испытания, а после ремонта на газопроводе (сварочных работ) – после испытания на прочность и герметичность.

402. Снятие заглушек на газопроводах котла при его выводе из режима консервации или ремонта должно выполняться после осмотра технического состояния котла, проведения технического обслуживания и контрольных испытаний газопроводов, проверки работоспособности технологических защит, блокировок и сигнализации, а также записи ответственного лица о готовности котла к растопке и эксплуатации в эксплуатационном журнале.

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.

403. Окончание продувки газопроводов после снятия заглушек определяется отбором пробы для анализа или газоанализатором. Остаточная объемная доля газа в продувочном воздухе не должна превышать 20 % НКПР.

404. 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/м^3 и выше работы должны выполняться с применением индивидуальных средств защиты.

405. При сжигании на ТЭС и котельных газа с повышенным содержанием серы продувка газопроводов сжатым воздухом запрещается.

406. Технологические защиты, блокировки и сигнализация должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, для которых они предусмотрены.

407. Проведение ремонтных и наладочных работ в цепях защит, блокировок и сигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска запрещается.

408. Пуск котла должен быть организован под руководством начальника смены, а после капитального ремонта – под руководством начальника цеха или его заместителя.

409. Запорная арматура на газопроводе перед горелочным устройством должна открываться после окончания вентиляции газозвдушного тракта и включения ЗЗУ.

410. Перед пуском котла после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 суток) должны быть проверены исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, тягодутьевых установок, средств измерений, средств дистанционного и автоматического управления, работоспособность устройств технологической защиты, 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.

411. Заполнение газом газопроводов котла после консервации или ремонта должно производиться при включенных в работу дымососах, дутьевых вентиляторах, дымососах рециркуляции в последовательности, определенной производственной инструкцией по эксплуатации котла.

412. Освобождать газопроводы котла от газа или осуществлять их продувку через трубопроводы безопасности или газогорелочные устройства котла запрещается.

413. Перед растопкой котла из холодного состояния при включенных в работу тягодутьевых установках должна быть проведена предпусковая проверка плотности закрытия отключающих устройств перед каждой горелкой котла,

включая ПЗК котла и горелок, а также автоматическая проверка плотности закрытия ПЗК, установленных перед каждой горелкой котла.

При обнаружении негерметичности затворов отключающих устройств растопка котла не допускается.

414. 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, должны быть провентилированы с включением дымососов, дутьевых вентиляторов и дымососов рециркуляции при открытых шибергах (клапанах) газовоздушного тракта и расходе воздуха не менее 25 % от номинального.

При наличии приборов автоматических испытаний запорной арматуры и предохранительных клапанов перед горелкой расчетное время предварительной вентиляции задается программой автоматического розжига горелок, устанавливаемой разработчиками оборудования.

415. Вентиляция котлов, работающих под наддувом, а также водогрейных котлов при отсутствии дымососа должна осуществляться при включенных дутьевых вентиляторах и дымососах рециркуляции.

416. Перед растопкой котла 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.

417. Растопка котлов, все горелки которых оснащены ПЗК и ЗЗУ, может начинаться с розжига любой горелки в последовательности, определенной производственной инструкцией 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, после чего растопка котла может быть возобновлена на другой горелке.

Повторный розжиг первой растапливаемой горелки возможен только после устранения причин ее невоспламенения (погасания).

В случае невоспламенения (погасания) факела второй (или очередной) растапливаемой горелки (при устойчивом горении первой) должна быть прекращена подача газа на эту горелку, отключено ее ЗЗУ и проведена ее вентиляция при полностью открытом запорном устройстве на воздуховоде.

Повторный розжиг горелки возможен только после устранения причин ее невоспламенения (погасания).

418. При 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.

Повторная растопка котла возможна только после устранения причин погасания факелов горелок.

419. Порядок перевода котла с пылеугольного или жидкого топлива на природный газ определяется технологической инструкцией и эксплуатационными документами изготовителя котла.

При многоярусной компоновке горелок первыми должны переводиться на газ горелки нижних ярусов.

Перед плановым переводом котла на газовое топливо должна быть проведена проверка срабатывания ПЗК и работоспособности технологических защит, блокировок и сигнализации газового оборудования котла с воздействием на исполнительные механизмы или на сигнал в объеме, не препятствующем работе котла.

420. Подача газа в газопроводы котла должна быть немедленно прекращена обслуживающим персоналом в случаях:

несрабатывания технологических защит;

неконтролируемого изменения давления газа до значений, выходящих за установленные пределы;

взрыва в топке, газоходах, разогрева докрасна несущих балок каркаса или колонн котла, обрушения обмуровки;

пожара;

исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на средствах измерения;

разрушения газопровода котла;

погасания общего факела в топке.

421. При аварийной остановке котла необходимо прекратить подачу газа на котел и все горелки котла, их ЗЗУ, открыть отключающие устройства на трубопроводах безопасности.

Следует открыть отключающие устройства на продувочных газопроводах и провентилировать топку и газоходы.

422. 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, клапаны газовоздушного тракта и направляющие аппараты тягодутьевых установок.

423. 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 перед горелками котла.

424. Наблюдение за оборудованием ГРП, показаниями средств измерений, а также за автоматическими сигнализаторами контроля загазованности должно выполняться дистанционно со щитов управления:

центрального щита управления;

котлотурбинного цеха;

с местного щита управления ГРП;

визуально по месту при техническом осмотре.

425. Отключающее устройство перед ПСК в ГРП должно находиться в открытом положении и быть опломбировано.

426. Резервная редуцирующая нитка в ГРП должна быть в постоянной готовности к работе.

Подача газа к котлам по обводному газопроводу (байпасу) ГРП, не имеющему автоматического РК, запрещается.

427. Технологическое оборудование, средства контроля, управления, сигнализации, связи должны подвергаться внешнему осмотру со следующей периодичностью:

технологическое оборудование, трубопроводная арматура, электрооборудование, средства защиты, 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.

Результаты технического осмотра должны быть по окончании смены занесены в сменный журнал.

428. Вывод из работы технологических защит, обеспечивающих взрывобезопасность, на работающем оборудовании запрещается.

К технологическим защитам, обеспечивающим взрывобезопасность, относятся защиты от:

изменения давления газа до значений, выходящих за установленные пределы;

невоспламенения факела первой растапливаемой горелки;

погасания факелов всех горелок в топке (общего факела в топке);

отключения всех дымососов (для котлов с уравновешенной тягой);

отключения всех дутьевых вентиляторов;

отключения всех регенеративных воздухоподогревателей.

Вывод из работы других технологических защит, а также технологических блокировок и сигнализации на работающем оборудовании разрешается как правило в дневное время и не более одной защиты, блокировки или сигнализации одновременно в случаях:

выявленной неисправности или отказа;

периодической проверки согласно графику, утвержденному техническим руководителем ТЭС;

при работе оборудования в переходных режимах, когда необходимость отключения защиты определена инструкцией по эксплуатации основного оборудования.

Отключение должно выполняться по письменному распоряжению начальника смены цеха или начальника смены электростанции в пределах их должностных полномочий с записью в сменном журнале и обязательным уведомлением технического руководителя ТЭС.

Производство ремонтных и наладочных работ в цепях включенных защит запрещается.

Технологические защиты, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены.

429. Проведение ремонтных и наладочных работ в цепях защит, блокировок и сигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска запрещается.

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

431. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа должны быть устранены незамедлительно при их выявлении в соответствии с технологическими инструкциями.

432. Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должна производиться в сроки, предусмотренные эксплуатационной документацией изготовителей оборудования, но не реже 1 раза в 6 месяцев.

433. При продувках газопроводов выпуск газовой смеси должен осуществляться в места, где исключена возможность попадания ее в здания, а также воспламенения от какого-либо источника огня.

434. В процессе эксплуатации должен быть обеспечен контроль за доступностью газопроводов для технического обслуживания и ремонта, достаточным освещением мест установки отключающей и регулирующей арматуры, недопустимостью использования газопроводов в качестве опорных конструкций и заземлений.

435. Заменяемые гибкие трубопроводы (металлорукава) для присоединения к газопроводу котлов должны быть рассчитаны на 1,5-кратное избыточное рабочее давление газа, предназначены для газовой среды и защищены от недопустимого перегрева.

436. Запрещается пуск котла при отсутствии или неисправности стационарных ЗЗУ, необходимых средств технологических защит и блокировок.

ГЛАВА 16

ОБЪЕКТЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ и газопотребления газоэнергетических установок

437. Настоящая глава устанавливает специальные требования к объектам газораспределительной системы и газопотребления газоэнергетических установок

ТЭС и энергетических газотурбинных установок (далее – ГТУ), работающих автономно или в составе ПГУ с давлением природного газа свыше 1,2 МПа.

438. Объекты газораспределительной системы и газопотребления с ГТУ и ПГУ должны обеспечивать бесперебойное, безопасное транспортирование и использование природного газа в заданных параметрах с учетом условий эксплуатации.

439. При вводе в эксплуатацию 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 установленным нормам;

проверке эффективности работы системы автоматического регулирования и двукратном опробовании всех защит при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

440. Объем оснащения горелочных устройств и камеры сгорания газовой турбины средствами контроля должен определяться с учетом эксплуатационной документации изготовителя ГТУ и настоящих Правил.

441. При эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления ГТУ и ПГУ выполняются работы, предусмотренные специальными требованиями к эксплуатации газопроводов и оборудования, средствам контроля, управления, сигнализации и связи ТЭС.

Для объектов газопотребления ТЭС с ГТУ и ПГУ дополнительно в соответствии с графиками, утвержденными техническим руководителем ТЭС, должна выполняться проверка работоспособности ПЗК, включенных в схемы защит и блокировок ГТУ и ПГУ.

442. Технический осмотр надземных газопроводов должен проводиться не реже 1 раза в месяц в пределах станции, вне пределов станции – не реже 1 раза в 3 месяца.

443. При эксплуатации ППГ необходимо выполнять:

технический осмотр (визуальный контроль технического состояния) в сроки, установленные технологической инструкцией и обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации;

проверку 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 12 месяцев, если изготовителями оборудования не установлены иные сроки 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.

444. Контроль загазованности в помещениях ППГ должен проводиться стационарными сигнализаторами загазованности, заблокированными с системой принудительной вентиляции.

При обнаружении концентрации газа 10 % НКПР и более необходимо выявить причину и принять незамедлительные меры по устранению утечки газа.

445. Техническое обслуживание ППГ должно проводиться не реже 1 раза в 6 месяцев.

446. Техническое обслуживание и текущий ремонт дожимающих компрессоров, предохранительных клапанов, запорной и регулирующей арматуры производятся в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителей оборудования.

447. Работающие дожимающие компрессоры должны находиться под постоянным наблюдением обслуживающего персонала. Эксплуатация компрессоров с отключенными или вышедшими из строя автоматикой, аварийной вентиляцией, блокировкой и вентиляторами вытяжных систем запрещается.

448. Дожимающие компрессоры подлежат аварийной остановке в случаях:

аварийных 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.

449. Вентиляция газовоздушного тракта котла-утилизатора, входящего в состав ГТУ и ПГУ, должна осуществляться тягодутьевыми механизмами.

450. Для проведения вентиляции газоздушного тракта ГТУ и ПГУ после остановки турбины необходимо использовать режим холодной прокрутки турбины, осуществляемый с помощью пусковых устройств.

451. В производственной зоне ППГ должны ежемесячно осматриваться технологическое оборудование, газопроводы, арматура, электрооборудование, вентиляционные системы, средства измерений, противоаварийные защиты, блокировки и сигнализации, выявленные неисправности должны устраняться в порядке и в сроки, установленные технологическими инструкциями.

Включение в работу технологического оборудования без предварительного внешнего осмотра не допускается.

452. Внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ должны подвергаться техническому обслуживанию не реже 1 раза в месяц и текущему ремонту – не реже 1 раза в 12 месяцев.

453. Периодичность ремонтов устанавливается в соответствии с графиками, утвержденными техническим руководителем ТЭС, с учетом фактического состояния оборудования и по результатам технического обслуживания и текущего ремонта.

454. Параметры настройки регуляторов в ППГ должны соответствовать значениям рабочего давления газа, указанным в эксплуатационной документации изготовителей ГТУ.

Колебания давления газа на выходе допускаются в пределах 10 % от рабочего давления.

455. Режим настройки и проверки параметров срабатывания предохранительных клапанов не должен приводить к изменению рабочего давления газа после регулятора.

456. При пуске газа газопроводы, подводящие газ к газоиспользующему оборудованию, должны быть продуты через продувочные газопроводы.

457. Пуск газовой турбины осуществляется:

из холодного состояния при температуре металла корпуса турбины менее 150°C 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, установленным изготовителем.

458. 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.

459. Камеры сгорания и газоздушные тракты ГТУ или ПГУ, включая газоходы, котел-утилизатор, перед розжигом горелочных устройств газовой турбины должны быть провентилированы с использованием пускового устройства газовой турбины с обеспечением вентилируемых объемов до дымовой трубы.

После каждой неудачной попытки пуска газовой турбины зажигание топлива без предварительной вентиляции газоздушных трактов ГТУ или ПГУ запрещается.

Продолжительность вентиляции должна соответствовать продолжительности, указанной в эксплуатационной документации изготовителя и в программе запуска (розжига) технологической инструкции.

Запорная арматура на газопроводе перед горелочным устройством должна открываться после окончания вентиляции газоздушного тракта и включения ЗЗУ.

460. 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 газоздушных трактов ГТУ или ПГУ в течение времени, указанного в технологической инструкции, а также устранения причин неполадок.

461. Топливные стопорные клапаны и РК газовой турбины должны обеспечивать плотность. Клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при работе газовой турбины в базовом режиме.

462. Проверка герметичности затвора стопорного клапана, ПЗК газовой турбины должна проводиться после ремонта, перед каждым пуском ГТУ, а также периодически не реже 1 раза в месяц.

463. Пуском ГТУ должен руководить начальник смены, а после ремонта, проведения регламентных работ – начальник цеха или его заместитель.

464. 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 маслососов, средств измерений и средств оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

465. Пуск ГТУ не допускается в случаях:

неисправности или отключения хотя бы одной из систем аварийной защиты;

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 газа;

отклонения контрольных показателей теплового или механического состояния ГТУ от допустимых значений.

466. Пуск ГТУ после аварийной остановки или сбоя при предыдущем пуске, если причины этих отказов не устранены, не допускается.

467. Пуск ГТУ должен быть немедленно прекращен действием защит или обслуживающим 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.

468. ГТУ должна быть немедленно отключена действием защит или обслуживающим 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 турбины;

возрастания вибрации подшипников опор выше допустимых значений;

появления искр или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или генератора;

пожара;

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 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 средствах измерения;

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 обслуживающим персоналом должен быть отключен генератор.

469. ГТУ должна быть разгружена и остановлена по решению технического руководителя эксплуатирующей организации в случаях:

нарушения нормального режима эксплуатации турбины или нормальной работы вспомогательного оборудования, при появлении сигналов предупредительной сигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без остановки;

заедания топливных стопорных, противопомпажных клапанов и РК;

обледенения воздухозаборного устройства, если не удастся 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 удастся;

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 средств измерений.

470. При аварийной остановке ГТУ или ПГУ с котлами-утилизаторами необходимо:

прекратить подачу топлива в камеру сгорания газовой турбины закрытием стопорного клапана, ПЗК и других запорных устройств на газопроводах турбины и котлов-утилизаторов;

открыть продувочные газопроводы и трубопроводы безопасности на отключенных газопроводах газовой турбины и котла-утилизатора;

отключить паровую турбину и генератор, предусмотренные в составе ПГУ.

471. После отключения ГТУ и ПГУ должна быть обеспечена эффективная вентиляция трактов и других мест, определенных эксплуатационной документацией, 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 технологической инструкции.

472. Запорная арматура на продувочных и сбросных газопроводах после отключения ГТУ должна постоянно находиться в открытом положении.

473. Перед ремонтом газового оборудования, техническим осмотром и ремонтом камер сгорания или газоходов газовое оборудование и запальные трубопроводы должны отключаться от действующих газопроводов с установкой заглушки после запорной арматуры.

474. Запрещается приступать к вскрытию турбин, камеры сгорания, топливных стопорных клапанов и РК, 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.

475. После окончания ремонта необходимо провести испытания газопроводов на прочность и герметичность.

476. Автоматическое управление элементами системы газоснабжения ГТУ и ПГУ должно предусматривать возможность дистанционного управления с местного и центрального щита управления (с соответствующим переключением при выборе места управления) и ручного управления по месту.

477. Выполнение блокировок и защит на останов ГТУ и ПГУ и перевод их на работу с пониженной нагрузкой должно осуществляться в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

478. При эксплуатации 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 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 РК газовой турбины, а также за РК 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.

479. При эксплуатации ГТУ и ПГУ должна быть обеспечена 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 газового оборудования, 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 автоматической установки 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.

480. В ППГ 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 % НКПР.

481. В ППГ 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 основной (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.

482. 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, запорной арматуры на запальных газопроводах, газопроводах подвода газа к турбине, открытие запорной арматуры на продувочных и сбросных газопроводах, открытие дренажных и антипомпажных клапанов, отключение генератора от сети и другие противоаварийные мероприятия, предусмотренные эксплуатационными документами изготовителя ГТУ.

483. 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.

484. 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 как правило в дневное время и не более одной защиты, блокировки или сигнализации одновременно в случаях:

обнаружения неисправности или отказа;

периодической проверки согласно графику, утвержденному техническим руководителем.

Отключение должно выполняться по письменному распоряжению начальника смены в сменном журнале с обязательным уведомлением технического руководителя эксплуатирующей организации.

485. 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.

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

487. Эксплуатация и периодичность технического осмотра подземных стальных газопроводов в пределах станции должна осуществляться в соответствии с требованиями настоящих Правил в зависимости от технического состояния газопроводов, но не реже периодичности, указанной в [приложении 16](#).

РАЗДЕЛ VI ОБЪЕКТЫ, ИСПОЛЬЗУЮЩИЕ СУГ

ГЛАВА 17 общие требования

488. Настоящая глава устанавливает требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий и инцидентов на объектах хранения, транспортирования и использования СУГ (давление насыщенных паров СУГ избыточное при температуре +45 °С не более 1,6 МПа), используемых в качестве топлива, а также к эксплуатации объектов хранения, транспортирования и использования СУГ:

ГНС, включая сливные железнодорожные эстакады на территории ГНС;

ГНП;

резервуарных установок и групповых баллонных установок;

АГЗС;

средств безопасности, регулирования и защиты, а также систем автоматизированного управления производственными процессами при использовании СУГ.

489. Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов, использующих СУГ, определяется эксплуатационной документацией изготовителей оборудования, технологическими инструкциями и графиками, утвержденными руководителем эксплуатирующей организации, и настоящими Правилами.

490. Контроль за техническим состоянием, освидетельствованием, обслуживанием и ремонтом резервуаров и баллонов должен осуществляться в соответствии с актами законодательства в области промышленной безопасности, устанавливающими требования к оборудованию, работающему под избыточным давлением, настоящими Правилами и эксплуатационными документами изготовителей.

491. На маховиках арматуры должно быть обозначено направление вращения при открывании и закрывании арматуры, на газопроводах – направления движения потока газа.

492. Проверка интенсивности запаха СУГ (одоризация) должна проводиться в конечных точках газораспределительной сети, в местах заправки, на ГНС по каждой партии поступившего газа. Интенсивность запаха газа должна соответствовать паспорту качества.

493. Контроль и периодичность отбора проб газа должны определяться технологической инструкцией.

494. Проверка наличия конденсата в газопроводах и его удаление должны проводиться в соответствии с периодичностью, установленной технологическими инструкциями, исходя из климатических условий эксплуатации, исключающей возможность образования закупорок.

Откачку конденсата из конденсатосборников и гидрозатворов проводят в специальную емкость или автоцистерну. Слив конденсата на поверхность земли, в системы водостока, канализацию и другие инженерные коммуникации не допускается.

495. Наружные газопроводы должны подвергаться техническому осмотру, техническому обслуживанию, техническому обследованию, текущим и капитальным ремонтам, а законсервированные – наружному осмотру.

496. При проведении технического обслуживания газопроводов и арматуры должны выполняться:

технический осмотр газопроводов для выявления неплотностей в сварных, фланцевых и резьбовых соединениях, сальниковых уплотнениях и определения состояния теплоизоляции и окраски;

осмотр и ремонт арматуры, очистка арматуры и приводного устройства от загрязнения, наледи;

проверка состояния опор трубопроводов, колодцев.

497. Техническое обслуживание газопроводов и арматуры проводится в следующие сроки:

технический осмотр всех наружных газопроводов и арматуры в целях выявления и устранения неисправности и утечек СУГ не реже 1 раза в месяц;

проверка на герметичность при рабочем давлении резьбовых и фланцевых соединений газопроводов и арматуры, сальниковых уплотнений, находящихся в помещении, не реже 1 раза в месяц;

проверка загазованности колодцев подземных коммуникаций в пределах территории объекта, использующего СУГ, – по графику, утвержденному руководителем эксплуатирующей организации, но не реже 1 раза в 12 месяцев.

Результаты проверок отражаются в эксплуатационном журнале.

498. При техническом обслуживании арматуры следует:

определять наличие утечек СУГ, герметичность фланцевых соединений, целостность маховиков и надежность креплений;

проверять исправность действия привода запорной арматуры (при наличии);

восстанавливать указатели направления открытия арматуры.

Неисправная и негерметичная арматура подлежит замене.

499. При техническом осмотре надземных газопроводов должны:

выявляться утечки газа;

выявляться места перемещения газопроводов за пределы опор, вибрации, сплющивания, недопустимого прогиба газопровода, просадки и повреждения опор, состояние запорной арматуры и изолирующих фланцевых соединений, наличие средств защиты газопроводов от падения электропроводов, состояние креплений и окраски газопроводов;

проводиться проверка состояния креплений, теплоизоляции и окраски, фундаментов, подвесок, правильности работы подвижных и неподвижных опор, компенсирующих устройств.

Осмотр должен производиться не реже 1 раза в 3 месяца. Выявленные неисправности должны своевременно устраняться в соответствии с требованиями технологических инструкций.

500. При техническом осмотре подземных газопроводов СУГ в населенных пунктах должны:

выявляться утечки СУГ на трассе газопровода по внешним признакам и приборами, присутствие СУГ в колодцах и камерах инженерных подземных сооружений (коммуникаций), контрольных трубках, подвалах зданий, шахтах, коллекторах, подземных переходах, расположенных на расстоянии до 15 метров по обе стороны от газопровода;

уточняться сохранность настенных указателей, ориентиров сооружений и средств ЭХЗ, состояние дренажных устройств, арматуры, колодцев;

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

выявляться пучения, просадки, оползни, обрушения и эрозии грунта, размывы газопровода паводковыми или дождевыми водами;

контролироваться условия производства работ в охранных зонах газопроводов.

501. Периодичность технического осмотра подземных газопроводов должна устанавливаться в зависимости от их технического состояния, наличия и эффективности электротехнических установок, категории газопровода по давлению, наличия особых грунтовых и природных условий (просадочности и степени набухания грунтов, пучинистости, горных работ, времени года и других факторов), но не реже периодичности, указанной в [приложении 16](#), по графику, утвержденному руководителем (техническим руководителем) эксплуатирующей организации.

502. Сведения о техническом обслуживании, капитальном ремонте, замене оборудования, консервации заносятся в соответствующие эксплуатационные паспорта ПОО.

503. Технологическое оборудование, газопроводы, арматура, электрооборудование, вентиляционные системы, средства измерений, противоаварийной защиты, блокировок и сигнализации в производственной зоне ГНС, ГНП и АГЗС должны ежемесячно (ежедневно) осматриваться с целью выявления неисправностей, утечек газа, негерметичности сварных, фланцевых и резьбовых соединений и своевременного их устранения.

Результаты осмотра заносятся в журналы ежедневного (ежесменного) осмотра по форме согласно [приложениям 18](#) и [19](#).

504. При техническом осмотре арматуры проверяются ее герметичность, плавность хода шпинделя в задвижках и вентилях.

505. Запорную арматуру на газопроводах следует открывать и закрывать медленно во избежание гидравлического удара.

506. При разъединении фланцев в первую очередь должны освобождаться нижние болты.

507. Разборка арматуры, резьбовых и фланцевых соединений допускается после отключения газопроводов и продувки инертным газом или паром.

Не допускается подтягивать крепежные детали фланцевых соединений, удалять (менять) болты на газопроводах и технических устройствах под давлением.

508. Обнаруженные при осмотре утечки газа, дефекты должны устраняться, неисправное оборудование должно быть отключено с использованием заглушек.

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

510. Срок проведения текущего ремонта газопроводов определяется по результатам технического осмотра. В перечень работ по текущему ремонту газопроводов входят:

устранение дефектов, выявленных при техническом обслуживании;

устранение провеса надземных газопроводов, восстановление или замена креплений надземных газопроводов;

окраска надземных газопроводов;

ремонт запорной арматуры;

проверка герметичности резьбовых и фланцевых соединений.

511. Текущий ремонт запорной арматуры проводится в сроки, определенные изготовителем, но не реже 1 раза в 12 месяцев и включает:

очистку арматуры от грязи и ржавчины;

окраску арматуры;

устранение неисправностей приводного устройства арматуры;

проверку герметичности сварных, резьбовых и фланцевых соединений, сальниковых уплотнений пенообразующим раствором или газоанализатором;

смену износившихся и поврежденных болтов и прокладок;

устранение неисправностей, выявленных при техническом осмотре.

512. Капитальный ремонт газопроводов проводится по мере необходимости в объеме:

замены участков газопроводов;

ремонта изоляции на поврежденных участках газопровода;

замены арматуры;

замены или усиления подвижных и неподвижных опор.

При капитальном ремонте газопроводов проводятся также работы, предусмотренные при текущем ремонте и техническом обслуживании.

После капитального ремонта газопроводы должны быть испытаны на герметичность.

513. Техническое обслуживание и ремонт технических устройств, за исключением аварийно-восстановительных работ, следует производить в светлое время суток.

Запорная арматура, обратные и скоростные клапаны должны обеспечивать быстрое и надежное отключение в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителя.

514. Газопроводы жидкой фазы СУГ и резервуары СУГ должны быть оборудованы ПСК.

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

515. Давление СУГ после регуляторов резервуарных и групповых баллонных установок устанавливается эксплуатирующей организацией в соответствии с отчетной документацией по результатам 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.

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

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

518. Проверку исправности действия пружинного ПСК осуществляют путем:

принудительного открывания его во время работы оборудования с периодичностью, установленной эксплуатационными документами изготовителя, но не реже 1 раза в месяц;

в соответствии с инструкцией изготовителей, если подрыв клапана не предусмотрен.

519. Проверка параметров настройки предохранительных клапанов и их регулировка должны производиться на стенде или по месту с помощью специального приспособления с периодичностью, установленной изготовителем, но не реже 1 раза в 12 месяцев.

Снимаемый для ремонта или проверки клапан должен быть заменен на исправный и отрегулированный клапан с идентичными параметрами эксплуатации.

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

520. Клапаны после проверки параметров настройки пломбируются, а результаты проверок регистрируются в журнале регистрации проверок предохранительных клапанов по форме согласно [приложению 20](#).

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

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

523. 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.

524. При превышении допустимого давления на нагнетательных линиях компрессоров, насосов и на выходе испарителей электродвигатели и подача теплоносителя в испарители автоматически должны отключаться.

525. Не допускается работа компрессоров, насосов и испарителей при отключенных вентиляции, автоматике, средствах измерений или их отсутствии, при наличии в помещении концентрации СУГ, превышающей 10 % НКПР.

526. Резервные насосы и компрессоры должны находиться в постоянной готовности к пуску.

527. Вывод компрессоров, насосов, испарителей из рабочего режима в резерв должен производиться согласно технологической инструкции.

528. После остановки компрессора, насоса запорная арматура на всасывающей и нагнетательной линиях должна быть закрыта.

При отключении испарителя должна быть закрыта запорная арматура на вводе и выходе теплоносителя и газа.

529. Насосы и компрессоры при ремонтных работах в насосно-компрессорных отделениях, на железнодорожной сливной эстакаде, на территории резервуарного парка и топливораздаточных колонок (далее – ТРК), а также на время производства работ по сварке и резке в производственной зоне должны быть остановлены.

530. При техническом обслуживании компрессоров и насосов следует выполнять:

осмотр компрессоров и насосов, запорной арматуры, предохранительных клапанов, средств измерений, автоматики и блокировок в целях выявления неисправностей и утечек СУГ;

очистку компрессоров, насосов и средств измерений от пыли и загрязнений, проверку наличия и исправности заземления и креплений;

контроль за отсутствием посторонних шумов, характерных вибраций, температурой подшипников (вручную проверяется нагрев корпуса), уровнем, давлением и температурой масла и охлаждающей воды;

проверку исправности доступных для осмотра движущихся частей;

контроль за исправным состоянием и положением запорной арматуры и предохранительных клапанов;

соблюдение требований инструкций изготовителей насосов и компрессоров;

отключение неисправных насосов и компрессоров.

531. При текущем ремонте насосов, компрессоров, испарителей следует проводить работы, предусмотренные при техническом обслуживании.

532. Сроки технического обслуживания, текущего и капитального ремонта насосов, компрессоров, испарителей устанавливаются графиками, утвержденными руководителем эксплуатирующей организации, но не реже установленных эксплуатационной документацией изготовителей оборудования.

533. Компрессоры и насосы должны быть остановлены в случаях:

утечек газа и неисправностей запорной арматуры;

появления вибрации, посторонних шумов и стуков;

выхода из строя подшипников и уплотнений (торцевых и сальниковых);

изменении допустимых параметров масла и воды;

выхода из строя электропривода, пусковой арматуры;

неисправности муфтовых соединений, клиновых ремней и их ограждений;

повышения или понижения установленного давления газа во всасывающем и напорном газопроводе;

повышения загазованности помещения сверх установленной нормы;

отключения электроэнергии;

нарушений в работе систем вентиляции;

неисправности механических передач и приводов;

пожара.

534. Эксплуатация испарителей не допускается в случаях:

повышения или понижения давления жидкой и паровой фазы выше или ниже рабочих параметров;

неисправности предохранительных клапанов, средств измерений и автоматики;

применения средств измерений с истекшим сроком государственной поверки;

неисправности или неуккомплектованности крепежных деталей;

обнаружения утечки газа или потения в сварных швах, болтовых соединениях, а также нарушения целостности конструкции испарителя;

попадания жидкой фазы в газопровод паровой фазы;

прекращения подачи теплоносителя в испаритель;

пожара.

535. В помещении насосно-компрессорного отделения не допускается устройство прямков и каналов.

536. Во время работы насосов для перекачки жидкой фазы СУГ необходимо осуществлять контроль за соблюдением требований безопасности, предусмотренных эксплуатационными документами изготовителя.

537. Аварийная остановка компрессоров осуществляется немедленно при:

отказе средств защиты компрессора;

показании давления на манометрах на любой ступени сжатия выше допустимого;

прекращении подачи охлаждающей жидкости или обнаружении неисправности системы охлаждения;

нарушении уплотнений и утечки газа;

появлении посторонних стуков и ударов в компрессоре и в двигателе или обнаружении их неисправности, которая может привести к аварии или инциденту;

выходе из строя средств измерений в случае невозможности замены их на работающей компрессорной установке;

отсутствии электроснабжения и освещения;

неисправности систем вентиляции;

пожаре;

обнаружении трещин в фундаменте, угрожающих устойчивости здания.

538. Аварийная остановка насосов должна быть осуществлена немедленно при:

утечке газа из насоса;
вибрации насоса или при явно слышимом звуке;
повышении температуры подшипника или торцевого уплотнения;
внезапном падении напора на нагнетании;
пожаре.

539. Работа компрессоров и насосов с неисправными манометрами или без них не допускается.

540. Работа насосов, компрессоров и испарителей с отключенной автоматикой, аварийной сигнализацией, а также блокировкой с вентиляторами вытяжных систем запрещается.

541. Сведения о режиме эксплуатации, количестве отработанного времени и неполадках в работе компрессоров и насосов должны фиксироваться в эксплуатационных журналах по форме согласно [приложениям 21](#) и [22](#).

542. Необходимо следить за затяжкой анкерных болтов на насосах, компрессорах для предупреждения возникновения вибрации газопроводов.

Передача вращения от двигателя к насосу и компрессору допускается прямая, через эластичные муфты или при помощи клиновидных ременных передач.

Плоскоременная передача от двигателя к агрегату не допускается.

Клиновидные ремни должны быть из электропроводных материалов.

Установка должна быть заземлена.

Все движущиеся части насосов и компрессоров должны быть ограждены.

543. 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.

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

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

546. Пуск и остановка насосов, компрессоров и испарителей должны осуществляться по решению руководителя эксплуатирующей организации, в порядке, определенном технологическими инструкциями.

Включение насосов, компрессоров и испарителей после перерыва в работе более одной смены должно осуществляться после технического осмотра резервуаров и газопроводов.

547. Перед пуском насосов, компрессоров и испарителей объектов, использующих СУГ, следует:

за 15 минут до пуска насосов, компрессоров и испарителей включить приточно-вытяжную вентиляцию и проверить состояние воздушной среды в помещениях;

проверить исправность и герметичность арматуры и газопроводов, предохранительных клапанов и средств измерений, исправность пусковых и заземляющих устройств;

уточнить причины остановки оборудования (по журналу) и убедиться, что неисправность устранена;

проверить и при необходимости подтянуть анкерные болты у компрессоров, насосов, испарителей, электродвигателей;

проверить исправность автоматики безопасности и блокировок.

548. После включения электродвигателя компрессора необходимо:

убедиться в правильном вращении вала по стрелке на передней крышке картера;

открыть вентиль на нагнетательном патрубке компрессора при достижении номинального числа оборотов вала электродвигателя компрессора и постепенно открыть вентиль на всасывающем патрубке компрессора.

549. На ГНС (ГНП) решением руководителя эксплуатирующей организации должен назначаться ответственный за безопасную эксплуатацию вентиляционных систем.

550. Вентиляционные системы должны быть определены по функциональным признакам (приточная, вытяжная, аварийная) с присвоением порядкового номера.

Обозначения наносятся на кожухе вентилятора и воздуховодах.

551. На каждую вентиляционную систему должен составляться паспорт, в котором обозначаются схема установки, ее производительность, характеристика, тип вентилятора и электродвигателя, сведения о ремонтах и наладках.

552. Пуск вытяжных систем вентиляции, работающих в рабочее время, должен производиться за 15 минут до включения технологического оборудования.

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

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

555. Соответствие систем вентиляции проектным режимам работы должно проверяться при вводе объекта, использующего СУГ, в эксплуатацию, и в процессе эксплуатации не реже 1 раза в 12 месяцев.

Результаты проверки должны заноситься в паспорт вентиляционной установки.

Вентиляционные системы не реже 1 раза в 12 месяцев, а также после капитального ремонта, наладки или не удовлетворительных результатов анализа воздушной среды должны подвергаться испытаниям.

556. Оценка эффективности работы вентиляционных систем подтверждается техническим отчетом по результатам испытаний.

557. Все изменения в конструкцию вентиляционных систем должны вноситься в установленном порядке.

558. Техническое обслуживание и ремонт вентиляционных установок производится в соответствии с графиками, утвержденными руководителем эксплуатирующей организации.

559. При техническом обслуживании вентиляционных установок проводятся следующие основные работы:

проверка наличия механических повреждений и коррозии, герметичности воздуховодов, вентиляционных камер и труб калориферов, нарушений целостности окраски, посторонних шумов и вибрации, подсосов воздуха;

проверка действия дроссель-клапанов, шиберов и жалюзийных решеток;

проверка правильности направления вращения рабочих колес центробежных вентиляторов и крыльчатки осевых вентиляторов;

проверка зазоров между роторами и кожухами у центробежных вентиляторов и между крыльчаткой и обечайкой у осевых вентиляторов;

определение загрязненности фильтров, пластин и секций у калориферов и проверка заполнения кассет фильтрующим материалом;

контроль за температурой подшипников электродвигателей и проверка наличия заземления последних;

контроль за параметрами воздуха, нагнетаемого в помещение;

проверка ограждений вращающихся частей.

560. При текущем ремонте вентиляционных установок проводятся следующие основные работы:

устранение дефектов, выявленных при плановых технических осмотрах;

разборка и чистка электродвигателей;

проверка работы электродвигателей под нагрузкой и на холостом ходу;

проверка параметров взрывозащиты электродвигателей;

проверка сопротивления заземляющих устройств;

ремонт или замена изоляции токоведущих частей, ремонт магнитных пускателей и контакторов;

ремонт или замена подшипников вентиляторов и электродвигателей;

замена смазки в подшипниках и при необходимости фланцев, болтов, прокладок, мягких вставок;

ремонт отдельных лопаток колес центробежных вентиляторов и крыльчатки осевых вентиляторов;

ремонт и балансировка ротора вентилятора для устранения вибрации воздухопроводов и дополнительного шума;

проверка и восстановление зазоров между ротором и кожухом;

крепление вентиляторов и электродвигателей;

чистка воздухопроводов, вентиляционных камер, заборных и вытяжных шахт, замена элементов фильтров;

проверка герметичности обратных клапанов приточных систем вентиляции;

устранение утечек теплоносителя в калориферах (при наличии дефекта);

ремонт вентиляционных камер, рукавов, кассет, разделок в местах прохода через ограждающие конструкции;

окраска воздухопроводов;

регулировка.

561. Регулирующая арматура после наладки должна фиксироваться.

562. При капитальных ремонтах выполняются работы, необходимые для восстановления работоспособности и эффективности вентиляционных установок.

При выполнении капитального ремонта следует проверить состояние всех элементов, заменить изношенные узлы и детали, провести регулировку, необходимые испытания и комплексную проверку.

563. Проверка включения в работу аварийных вентиляционных установок должна производиться не реже 1 раза в месяц.

564. На объекте, использующем СУГ, должен быть обеспечен контроль за состоянием и работой приточно-вытяжной вентиляции и не реже 1 раза в 3 месяца должна проводиться проверка кратности воздухообмена в помещениях.

Результаты проверки оформляются актом.

565. При проверке степени воздухообмена, создаваемого принудительной вентиляцией, необходимо обеспечить $2/3$ воздухозабора вытяжной вентиляцией из нижней зоны помещения и $1/3$ – из верхней зоны.

При недостаточности воздухообмена работа в помещениях категории А по взрывопожарной опасности не допускается.

566. Для производительности вентиляторов следует обеспечить:

номинальное число оборотов;

правильность балансировки крыльчатки;

соответствующий зазор между крыльчаткой и кожухом;

устранение утечек воздуха в соединениях воздуховодов;

очистку загрязнения воздуховодов и исключение попадания в них посторонних предметов.

567. Отсосы вытяжных систем должны быть закрыты сеткой для предотвращения попадания в воздуховоды посторонних предметов.

568. Контроль за техническим состоянием, освидетельствованием, обслуживанием и ремонтом резервуаров СУГ и баллонов, а также их наполнением должен осуществляться в соответствии с актами законодательства в области промышленной безопасности, устанавливающими требования при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением, и настоящими Правилами.

569. При эксплуатации резервуаров должны ежемесячно осуществляться:

технический осмотр резервуаров и арматуры в целях выявления и устранения неисправностей и утечек газа;

проверка уровня СУГ в резервуарах.

570. Сведения об обнаруженных при техническом обслуживании неисправностях и их устранении следует фиксировать в эксплуатационном журнале.

571. При обнаружении утечек газа, которые не могут быть немедленно устранены, резервуар должен быть отключен от технологических газопроводов с установкой заглушек.

572. По графику, утвержденному руководителем эксплуатирующей организации, выполняются:

проверка предохранительных клапанов на срабатывание при давлении настройки;

осмотр и профилактика задвижек, кранов и вентилей;

слив конденсата из резервуаров через дренажные устройства.

573. Резервуары должны вводиться в эксплуатацию на основании письменного разрешения руководства эксплуатирующей организации после их освидетельствования.

574. При переполнении резервуара избыток СУГ должен быть перекачан в другие резервуары.

575. Резервуары СУГ перед внутренним осмотром, гидравлическим испытанием, ремонтом, консервацией или демонтажем, а также баллоны перед техническим освидетельствованием и ремонтом должны быть освобождены от газа, неиспарившихся остатков и тщательно обработаны (дегазированы).

576. Разгерметизация резервуаров и баллонов без предварительного снижения в них давления до атмосферного не разрешается.

577. Обработка резервуаров и баллонов СУГ должна производиться путем их пропаривания (кроме сосудов в подземном исполнении) или промывки водой с последующей продувкой инертным газом. Температура воды должна быть не ниже 5 °С и не выше 40 °С, если иное не предусмотрено эксплуатационной документацией изготовителя. Время обработки определяется технологической инструкцией в зависимости от температуры теплоносителя. Применение для дегазации воздуха не разрешается.

Обработка резервуара должна производиться при открытом верхнем люке. При очистке резервуаров следует применять инструмент, не дающий искрообразования.

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

После освобождения резервуаров и баллонов от конденсата и (или) воды они должны быть осушены.

578. Качество дегазации должно проверяться путем анализа проб воздуха из нижней части сосуда.

Концентрация углеводородного газа не должна превышать 10 % НКПР.

Результаты контроля отражаются в журнале учета дегазированных баллонов по форме согласно [приложению 23](#).

579. Допускается замена запорных устройств на баллонах, не прошедших обработку, при условии производства работ в помещении категории А по взрывопожарной опасности на специально оборудованных постах, обеспеченных местными отсосами.

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

580. Работы внутри резервуаров должны проводиться по наряду-допуску на производство газоопасных работ.

581. Пирофорные 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.

582. 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.

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

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

585. Слив СУГ из железнодорожных и автомобильных цистерн в резервуары должен производиться как правило в светлое время суток с соблюдением требований настоящих Правил и технологических инструкций.

Допускается слив СУГ в темное время суток при обеспечении достаточной освещенности железнодорожной эстакады, резервуарного парка и выполнения работ бригадой в составе не менее трех рабочих.

586. Количество железнодорожных цистерн, одновременно находящихся на территории ГНС, не должно превышать число постов слива.

587. Операции по подготовке к сливу СУГ 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.

588. При сливноналивных операциях применяются соединительные рукава, а также шарнирно-сочлененные устройства и трубопроводы для жидкой и паровой фазы, предназначенные для СУГ.

589. В процессе эксплуатации должны быть обеспечены проведение осмотра, испытаний и отбраковка соединительных рукавов, используемых при сливноналивных операциях.

Не допускается использование соединительных рукавов, имеющих трещины, надрезы, вздутия и потертости.

590. Соединительные рукава подвергаются гидравлическому испытанию на прочность давлением, равным 1,25 рабочего давления, не реже 1 раза в 3 месяца, если иное не установлено эксплуатационными документами изготовителя. Результаты испытания заносятся в эксплуатационный журнал.

591. Каждый соединительный рукав должен иметь обозначение с порядковым номером, датами проведения (месяц, год) испытания и последующего испытания (месяц, год).

592. Железнодорожные и автомобильные цистерны, соединительные рукава для сливноналивных операций должны заземляться.

Отсоединять заземляющие устройства допускается только после окончания сливноналивных операций и установки заглушек на штуцеры вентилей цистерны.

593. Перед выполнением сливноналивных операций на автоцистернах, за исключением оборудованных насосами для перекачки СУГ, двигатели автоцистерн должны быть отключены. Перед наполнением или опорожнением автоцистерны, оборудованной насосом СУГ, должны быть проверены наличие и исправность искрогасителя на выхлопной трубе автоцистерны.

Включать двигатели допускается только после отсоединения рукавов и установки заглушек на штуцеры.

594. Наполнительные, сливные колонки и ТРК, железнодорожные и автомобильные цистерны во время слива и налива СУГ оставлять без надзора запрещается.

595. Выполнение сливноналивных операций во время грозы и при проведении огневых работ не допускается.

596. Выполнение работ по проведению слива (налива) СУГ должно осуществляться по решению технического руководителя эксплуатирующей организации.

Повторный слив СУГ в резервуары резервуарных установок может выполняться бригадой в составе не менее двух рабочих.

597. Запорные устройства на газопроводах следует открывать и закрывать медленно во избежание гидравлических ударов. Запрещается применение каких-либо дополнительных рычагов при закрытии или открытии арматуры.

598. Во время сливноналивных операций должна быть обеспечена автоматическая система контроля слива (налива) СУГ.

599. Между работниками, выполняющими сливноналивные операции, и машинистами насосно-компрессорных отделений должна осуществляться радио- или телефонная, громкоговорящая или визуальная связь.

600. До начала слива СУГ из цистерн следует:

закрепить цистерны противооткатными искробезопасными башмаками;

проверить исправность и надежность шлангов для слива СУГ из цистерн;

проверить исправность заземления цистерны.

601. Слив СУГ из цистерн в резервуары допускается после проверки правильности открытия и закрытия запорной арматуры, связанной с технологической операцией слива СУГ.

602. Слив СУГ из цистерн осуществляется:

созданием перепада давления между цистерной и резервуаром при работе компрессора;

созданием перепада давления между цистерной и резервуаром подогревом паров СУГ в испарителе;

перекачиванием СУГ насосами;

самотеком при расположении резервуаров ниже цистерны.

603. Не допускается создание перепада давления между цистерной и резервуаром сбросом в атмосферу паровой фазы газа из наполняемого резервуара.

604. Давление паровой фазы, создаваемое в цистерне при сливе СУГ, не должно превышать рабочего давления, указанного на цистерне.

При повышении давления в цистерне выше рабочего компрессор или испаритель должен быть отключен.

605. Нахождение водителя во время слива СУГ в кабине транспортного средства не допускается.

606. После слива СУГ давление паров СУГ в цистерне должно быть не ниже 0,05 МПа.

Сброс СУГ в атмосферу не допускается.

607. Не занятые на операции слива работники не должны находиться на месте производства работ.

608. Не допускается оставлять цистерны присоединенными к газопроводам в период, когда слив СУГ не производится.

609. Во время слива СУГ не допускается производить работы по уплотнению соединений, находящихся под давлением.

610. В период слива СУГ должен осуществляться контроль за давлением и уровнем СУГ в цистерне и приемном резервуаре.

611. По окончании слива запорная арматура на цистерне должна быть заглушена.

612. Для оттаивания арматуры и сливных газопроводов следует применять нагретый песок, горячую воду или водяной пар.

613. В случае поступления цистерны с СУГ, имеющей течь, она должна быть немедленно освобождена от СУГ.

614. Не допускается наполнение СУГ резервуаров в случаях:

обнаружения трещин, выпучин, пропусков или потения в сварных и фланцевых соединениях;

неисправности предохранительных клапанов;

неисправности уровнемерных устройств;

неисправности или неполном количестве крепежных деталей на лазах и люках;

при осадке фундаментов резервуаров и опор подводящих газопроводов.

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

616. При проведении на ГНС и ГНП наполнения баллонов СУГ необходимо следить за исправностью и безопасной эксплуатацией:

карусельных наполнительных установок;

напольных весовых установок.

617. Наполнение баллонов СУГ должно производиться в отапливаемом помещении при работающих системах приточно-вытяжной вентиляции и сигнализации загазованности.

618. Напольные весовые установки для наполнения баллонов СУГ допускается располагать на открытых площадках под навесом.

619. Техническое обслуживание наполнительных установок проводится по графику, утвержденному руководителем эксплуатирующей организации, но не реже сроков, определенных эксплуатационной документацией изготовителя, и включает:

проверку работы запорных устройств;

проверку работы предохранительных клапанов;

осмотр и очистку фильтров;

смазку трущихся частей и перенабивку сальников;

проверку плотности закрытия клапана струбцины;

проверку правильности настройки ПСК.

620. Эксплуатация наполнительных установок не допускается в случаях:

повышения давления выше указанного в технологических инструкциях;

неисправности предохранительных клапанов, средств измерений, средств автоматики;

применения средств измерений с истекшим сроком государственной поверки;

при неполном количестве или неисправности крепежных деталей;

утечек СУГ или потения в сварных и разъемных соединениях;

попадания жидкой фазы СУГ в трубопровод паровой фазы СУГ.

621. Каждый баллон после наполнения газом должен подвергаться контрольной проверке степени наполнения методом взвешивания или иным методом, обеспечивающим контроль за степенью наполнения.

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

Качество работы весовых установок, оборудованных автоматикой, должно контролироваться мастером не менее 2 раз в смену с записью в журнале учета контрольного взвешивания наполненных баллонов по форме согласно [приложению 24](#).

623. Контрольные весы для взвешивания баллонов должны проверяться перед началом каждой смены.

Допустимая погрешность производимых измерений должна составлять:

± 10 г – для баллонов вместимостью 1 л;

± 20 г – для баллонов вместимостью 5 л и 12 л;

± 100 г – для баллонов вместимостью 27 л и 50 л.

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

625. Все наполненные баллоны должны быть проверены на герметичность и закрыты резьбовой заглушкой. Заглушка должна обеспечивать герметичность в случае непроизвольного открытия вентиля в процессе транспортирования или хранения.

СУГ из негерметичных баллонов должны быть слиты в резервуары.

626. Количество баллонов в наполнительном цехе не должно превышать половины его суммарной часовой производительности.

627. Размещение баллонов в проходах не допускается.

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

629. Въезд транспортных средств на АГЗС, в производственную зону ГНС и ГНП во время выполнения работ по сварке и резке не допускается.

630. Размещаемые на щитах управления средства измерений должны иметь надписи с указанием определяемых параметров.

631. Не допускаются к применению средства измерений, у которых просрочен срок государственной поверки, имеются повреждения, стрелка манометра при отключении баллона не возвращается к нулевому делению шкалы на величину, превышающую половину допускаемой погрешности манометра.

632. Работы по регулировке и ремонту средств автоматизации, противоаварийных защит и сигнализации в условиях загазованности не допускаются.

633. На просадочных грунтах и подрабатываемых территориях обязательно наблюдение за осадкой фундаментов.

Для измерения осадки зданий, сооружений и фундаментов оборудования устанавливаются репера.

634. В случае осадки зданий, в которых размещены взрывопожароопасные помещения, появления трещин в стенах, разделяющих взрывоопасные помещения от невзрывоопасных, должны быть выяснены причины их возникновения и проведены работы по их устранению.

Трещины и разрушения в фундаментах насосов, компрессоров в результате вибраций, температурных воздействий и других причин должны устраняться.

635. Металлические и железобетонные конструкции должны периодически осматриваться. При обнаружении повреждений должны быть приняты меры по их устранению.

636. Полы во взрывопожароопасных помещениях должны быть ровными, без выбоин, приямков.

637. На объектах, использующих СУГ, следует вести наблюдение за состоянием засыпки грунтом подземных резервуаров.

Подземные резервуары должны быть засыпаны грунтом на высоту не менее 0,2 м выше их верхней образующей.

638. Территория объектов, использующих СУГ, должна быть очищена от посторонних предметов, горючих материалов.

639. Дороги, проезды и выезды на дороги общего пользования должны находиться в исправном состоянии.

Кюветы дорог следует очищать для стока ливневых вод.

Крышки люков колодцев должны быть закрыты.

640. При производстве ремонтных, строительных и земляных работ в охранных зонах объектов газораспределительной системы должна обеспечиваться сохранность газопроводов и сооружений.

641. Шкафы и помещения групповых баллонных установок, ограждения площадок резервуарных и испарительных установок должны обеспечиваться предупредительными надписями: «Газ. Огнеопасно».

642. При организации и проведении работ по техническому обслуживанию и ремонту руководитель эксплуатирующей организации должен обеспечить контроль за надлежащим состоянием систем наблюдения, оповещения и связи.

643. Газопроводы и арматура перед началом ремонтных работ должны быть освобождены от СУГ и продуты инертным газом или паром после отсоединения их от элементов технологической системы с помощью заглушек.

644. Перед началом продувки и испытаний газопроводов должны быть определены и обозначены знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться людям, не задействованным в проведении данных работ.

645. Заглушки, устанавливаемые на газопроводах, должны быть рассчитаны на давление 1,6 МПа и иметь хвостовики, выступающие за пределы фланцев.

Зглушки со стороны возможного поступления газа или продукта должны быть смонтированы на прокладках.

646. Снятие заглушек производят по указанию руководителя газоопасных работ после контрольного испытания отключенного участка газопровода.

647. Не допускается на газопроводах под давлением подтягивать крепежные детали фланцевых соединений, удалять (менять) болты. Для устранения дефектов запрещается подчеканивать сварные соединения газопроводов.

648. При утечке СУГ ремонтные работы должны быть прекращены, а работники выведены из опасной зоны.

649. Ремонтные работы могут быть возобновлены только после устранения утечек газа и анализа отсутствия опасной концентрации газа в воздухе на рабочем месте. Устранение утечек газа на работающем технологическом оборудовании не допускается.

650. Включение в работу оборудования и газопроводов после технического обслуживания или ремонта, связанных с их остановкой и отключением СУГ, должно производиться только по письменному разрешению руководителя эксплуатирующей организации.

651. Поврежденные участки газопровода и деформированные фланцевые соединения должны заменяться вваркой катушек длиной не менее 200 мм.

Устанавливать вставки (заплаты), заваривать трещины, разрывы и дефекты не допускается.

652. Сброс паровой фазы СУГ при продувке газопроводов необходимо осуществлять с учетом максимального рассеивания СУГ в атмосфере. Не допускается выброс СУГ вблизи зданий и сооружений или в непроветриваемые участки прилегающей территории.

653. Порядок приема и передачи смены при ликвидации аварии или инцидента во время сливноналивных работ должен предусматривать возможность завершения технологических операций без перерыва.

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

ГЛАВА 18 СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К АГЗС

655. Техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования АГЗС, в том числе насосов, компрессоров, испарителей, вентиляционного оборудования, соединительных рукавов, установок наполнения баллонов, а также газопроводов, арматуры, электрооборудования, средств измерений, выполнение сливноналивных работ осуществляются в соответствии с технологическими инструкциями и графиками, утвержденными руководителем эксплуатирующей организации, и настоящими Правилами.

656. На рабочих местах работников должны быть размещены технологические схемы автозаправочных станций, в которых указывается, в том числе, расположение резервуаров, их номера, а также газопроводов, запорной арматуры и предохранительных клапанов.

657. Все оборудование, трубопроводы и арматура должны выполнять свои функции при разрешенном рабочем давлении, установленном составе газа, температуре, погодных условиях в соответствии с проектной документацией и эксплуатационной документацией изготовителей, обеспечивая безопасность при нормальном режиме работы и в случае возможных отказов оборудования.

658. СУГ, подаваемые на автозаправочные станции, подлежат измерению объема и контролю физико-химических параметров, которые должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем оборудования.

659. Защитные ограждения, предусмотренные для защиты оборудования автозаправочных станций от наезда автотранспорта и механических повреждений, должны находиться в исправном состоянии.

660. Запрещается пуск компрессорного (насосного) оборудования в работу с неисправной автоматикой безопасности (средств блокировки и сигнализации).

661. При эксплуатации АГЗС системы безопасности должны обеспечить:

исключение превышения избыточного давления в любой части АГЗС и газопроводах;

исключение неконтролируемого выброса газа;

срабатывание автоматически управляемой системы безопасности при достижении величины максимального рабочего давления;

аварийный останов технологического оборудования АГЗС;

бесперебойную подачу газа к дозирующим устройствам;

свободный сброс газа от ПСК при превышении допустимого давления.

В процессе эксплуатации не допускается закрывать концы сбросных и продувочных трубопроводов.

662. Все элементы технологической системы АГЗС должны быть защищены от механических повреждений и быть доступными для осмотра.

663. Устройства управления аварийного отключения газа должны быть обозначены для однозначного распознавания.

664. Работа АГЗС при пожаре, грозовых явлениях, авариях или инцидентах, отключении от сетей водоснабжения, электроснабжения, в том числе резервных и аварийных источников, не допускается.

665. Эксплуатация отдельных элементов АГЗС при срабатывании автоматики безопасности не допускается до устранения причин ее срабатывания.

666. Резервуары перед наполнением проверяются на наличие избыточного давления.

Результаты проверки резервуаров в рабочем состоянии должны быть отражены в эксплуатационном журнале.

При наличии быстросъемных соединений работы по повторному наполнению резервуаров СУГ из автоцистерн допускается проводить одному рабочему.

Выполнение сливноналивных операций во время грозы и при проведении работ по сварке и резке не допускается.

667. До начала слива СУГ из автоцистерны следует:

закрепить автоцистерну противооткатными искробезопасными башмаками;

проверить исправность и надежность соединительных рукавов для слива СУГ из автоцистерн;

заземлить автоцистерну.

668. Слив СУГ из автоцистерны в резервуары АГЗС допускается после проверки правильности открытия и закрытия запорной арматуры, связанной с технологической операцией по сливу СУГ.

669. Слив СУГ из автоцистерн осуществляется:

перекачиванием СУГ насосами;

путем передавливания среды из сосуда автоцистерны в резервуар автозаправочной станции;

самотеком при расположении резервуаров ниже автоцистерны.

670. Не занятые на операции слива СУГ работники не должны находиться на месте производства работ.

671. Не допускается оставлять автоцистерны присоединенными к газопроводам технологической системы АГЗС в период, когда слив СУГ не производится.

672. При образовании гидратных пробок для оттаивания арматуры и газопроводов следует применять нагретый песок, горячую воду или водяной пар.

673. В помещении операторной размещаются:

схема обвязки насосов с ТРК и резервуарами; схема слива СУГ из автомобильных цистерн;

технологическая инструкция, содержащая порядок проведения и меры безопасности при сливе СУГ.

674. Резервуары должны вводиться в эксплуатацию на основании письменного разрешения руководства эксплуатирующей организации в порядке, установленном распорядительными документами и технологическими инструкциями.

675. При эксплуатации резервуаров должно осуществляться их ежесменное техническое обслуживание в объеме:

осмотра резервуаров и арматуры в целях выявления и устранения неисправностей и утечек газа;

проверки уровня газа в резервуарах.

Сведения об обнаруженных неисправностях записываются в эксплуатационный журнал.

676. При обнаружении утечек СУГ, которые не могут быть немедленно устранены в соответствии с производственными инструкциями, резервуар освобождается от газа, сбрасывается давление до атмосферного и, если он технологически связан с другими резервуарами или газопроводами, должен быть отключен от газопроводов с установкой заглушек.

677. По графику, утвержденному руководителем эксплуатирующей организации, выполняются:

проверка настройки предохранительных клапанов на срабатывание при давлении;

осмотр и профилактика задвижек, кранов и вентиляей;

слив конденсата из резервуаров через дренажные устройства.

678. Работы по регулировке и ремонту средств автоматизации, противоаварийных защит и сигнализации в условиях загазованности не допускаются.

679. Пуск и остановка технологического оборудования АГЗС осуществляются по технологическим инструкциям и с разрешения руководителя автозаправочной станции.

Включение АГЗС после перерыва в работе более одной смены может быть осуществлено после технического осмотра технологического оборудования, резервуаров и газопроводов.

680. Пуск в эксплуатацию оборудования АГЗС (компрессоры, насосы, испарители) после технического обслуживания и ремонта должен проводиться в соответствии с требованиями технологических инструкций, эксплуатационных документов изготовителей и настоящих Правил.

681. Работа насосов, компрессоров, испарителей с отключенной или вышедшей из строя автоматикой, аварийной сигнализацией, а также блокировкой с вентиляторами вытяжных систем не допускается.

682. На территории автозаправочной станции запрещается складирование и хранение материалов, не предназначенных для производственных процессов, а также должны быть вывешены предупредительные надписи о запрещении курения и применения открытого огня.

683. Заправка транспортных средств на АГЗС может осуществляться дистанционно с пульта управления в операторной или вручную оператором через запорные устройства ТРК.

При дистанционной заправке оператору АГЗС запрещается оставлять свое рабочее место в операторной до окончания процесса заправки автотранспорта.

684. Во время заправки транспортного средства запрещается:

нахождение людей во взрывоопасных зонах, кроме работников АГЗС, имеющих соответствующую квалификацию;

оставлять заправляемое транспортное средство без постоянного визуального контроля за ним со стороны водителя и работников АГЗС, имеющих соответствующую квалификацию;

нахождение пассажиров транспортных средств на территории АГЗС, кроме специально предусмотренных для этого площадок.

Ограничительная линия (разметка) должна быть нанесена на дорожное покрытие не ближе 5 м от начала въезда на технологическую площадку ТРК.

685. При обнаружении неплотностей в газовом оборудовании автомобиля или переполнении баллона, заправляемого СУГ, газ из него должен быть слит в резервуар.

В случае если на АГЗС не предусмотрен технологический режим обратного слива СУГ из неисправного газобаллонного оборудования транспортного средства в резервуар АГЗС, работа такой АГЗС должна быть немедленно остановлена, работники и водители заправляемых транспортных средств удалены на безопасное расстояние.

Включение АГЗС в работу до эвакуации неисправного транспортного средства на безопасное расстояние не допускается.

Ремонт неисправных автомобилей на территории АГЗС запрещается.

686. Порядок отпуска СУГ потребителям, в том числе при заправке газобаллонных транспортных средств, устанавливается владельцем АГЗС с учетом требований настоящих Правил.

РАЗДЕЛ VII АГНКС

ГЛАВА 19 специальные требования к АГНКС

687. Настоящая глава устанавливает специальные требования к эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления АГНКС, предназначенных для заправки газобаллонных автотранспортных средств компримированным природным газом (далее – КПГ) с избыточным давлением

не более 25 МПА, и направлены на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий и инцидентов при реализации следующих основных технологических процессов:

подготовки природного газа, проступившего от источника газоснабжения (осушки, фильтрации);

компримирования газа;

аккумулирования и хранения газа;

реализации газа.

688. Сжатый природный газ не должен быть использован для работы оборудования, не предназначенного или не модифицированного для работы на КПП.

689. Газ, подаваемый на АГНКС, подлежит измерению объема и контролю физико-химических параметров, которые должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем оборудования.

690. Вход на огражденную территорию АГНКС посторонним лицам воспрещается.

691. На территории АГНКС запрещается складирование и хранение материалов, не предназначенных для производственных процессов, а также должны быть вывешены предупредительные надписи о запрещении курения и применения открытого огня.

692. Территория АГНКС должна содержаться в чистоте. В зимнее время проезды и проходы, наружные лестницы зданий и сооружений должны быть очищены от снега и льда, а в необходимых случаях посыпаны песком.

693. Участки территории для проезда транспортных средств, а также участки, прилегающие к помещениям и сооружениям, должны быть свободными и безопасными для движения, иметь твердое покрытие и находиться в исправном состоянии. Крышки люков колодцев должны быть плотно закрыты.

694. На территории АГНКС запрещается стоянка (за исключением процесса заправки и его ожидания), транзитный проезд постороннего транспорта, за исключением специально отведенных мест.

695. Подземные сооружения и коммуникации на территории АГНКС должны иметь опознавательные знаки, позволяющие определить их месторасположение.

696. Защитные ограждения, предусмотренные для защиты оборудования автозаправочных станций от наезда автотранспорта и механических повреждений, должны находиться в исправном состоянии.

697. В первые два года эксплуатации АГНКС следует наблюдать за осадкой фундаментов зданий, сооружений и оборудования не реже 1 раза в 3 месяца.

698. На территориях с особыми грунтовыми условиями постоянное наблюдение за осадкой фундаментов обязательно.

Для измерения осадки зданий, сооружений и фундаментов оборудования должны устанавливаться реперы.

699. При выявлении нарушений целостности строительных конструкций (трещин, обнажение арматуры, просадки фундамента, разрушение кровли) во взрывопожароопасных помещениях, должны быть установлены причины их возникновения и проведен комплекс мер по их устранению.

700. При обнаружении трещин и разрушений фундаментов компрессоров в результате вибраций, температурных воздействий и других причин с оголением арматурного каркаса эксплуатация компрессора должна быть остановлена до устранения дефектов фундамента.

701. Фундаменты двигателей должны быть защищены от попадания масла или других жидкостей под фундаментные рамы.

702. В помещениях, относящихся к категории А по взрывопожарной опасности, следует ежемесячно контролировать техническое состояние стен (перегородок), отделяющих помещения категории А от помещений с иными категориями, и состояние покрытия пола.

703. Металлические конструкции необходимо осматривать не реже 1 раза в 12 месяцев, а железобетонные – не реже 1 раза в 6 месяцев. При обнаружении повреждений должны быть приняты меры по их устранению.

704. Металлические конструкции зданий и сооружений должны быть защищены от коррозии.

705. Кровли зданий и сооружений АГНКС следует периодически осматривать, но не реже 2 раз в 12 месяцев (осень, весна), содержать в исправном состоянии и своевременно очищать от снега и наледи.

706. При наличии во взрывоопасных зонах металлических лестниц и площадок необходимо принять меры по исключению искрообразования.

707. Все элементы технологической системы автозаправочной станции должны быть защищены от механических повреждений и быть доступными для осмотра.

708. Оборудование АГНКС должно иметь нумерацию согласно технологической инструкции и технологической схеме, утвержденным руководителем эксплуатирующей организации.

709. Неразрушающий контроль газопроводов обвязки основного технологического оборудования АГНКС должен проводиться не реже 1 раза в 4 года, преимущественно в период проведения технического обслуживания АГНКС.

710. Для подготовки АГНКС к работе должна производиться продувка газом всего объема системы со сбросом газозвушной смеси на свечу рассеивания. Вытеснение воздуха из газопроводов должно контролироваться средствами измерений. Продувка должна производиться до содержания кислорода в сбрасываемом газе не более 1 % по объему.

711. При эксплуатации АГНКС системы безопасности должны обеспечить:

исключение превышения избыточного давления в любой части АГНКС и газопроводах;

исключение неконтролируемого выброса газа;

срабатывание автоматически управляемой системы безопасности при достижении величины максимального рабочего давления;

аварийную остановку технологического оборудования автозаправочной станции;

бесперебойную подачу газа к дозирующим устройствам;

свободный сброс газа от ПСК при превышении допустимого давления.

В процессе эксплуатации не допускается закрывать концы сбросных и продувочных трубопроводов.

712. АГНКС должна быть оборудована наряду с автоматическими системами защиты системой ручной остановки станции путем оборудованной кнопкой аварийной остановки технологической системы заправочной станции.

713. Устройства управления аварийного отключения газа должны быть обозначены для однозначного распознавания и находиться в доступном месте в помещении операторной или на центральной панели.

714. При нажатии кнопки аварийного выключения в помещении с установленными компрессорами:

должна отключиться компрессорная установка;

должна быть прекращена подача газа и должны быть отключены аккумуляторы газа, если они установлены в одном помещении с компрессорной установкой;

должна быть прекращена заправка транспортных средств (отключены ТРК).

715. Технологические защиты должны обеспечить отключение компрессорной установки при отклонении давления газа за пределы области устойчивой работы в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

716. Изготовителем АГНКС должна предусматриваться функция аварийной остановки станции, вызываемая одним единственным действием обслуживающего персонала АГНКС или срабатыванием устройств защиты.

Алгоритм аварийного останова станции определяется технологической инструкцией с учетом эксплуатационных документов изготовителя АГНКС.

717. Эксплуатация отдельных элементов АГНКС при срабатывании автоматики безопасности не допускается до устранения причин ее срабатывания.

718. На АГНКС должны быть назначены лица, ответственные за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, проведение газоопасных работ, исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования под давлением, за осуществление производственного контроля, а также лица, ответственные за безопасную эксплуатацию вентиляционных систем.

719. Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту основного и вспомогательного оборудования АГНКС определяется эксплуатационной документацией изготовителей оборудования, технологическими инструкциями и графиками, утвержденными руководителем эксплуатирующей организации, и настоящими Правилами.

720. Контроль за техническим состоянием, освидетельствованием, обслуживанием и ремонтом резервуаров и баллонов должен осуществляться в соответствии с правилами по обеспечению промышленной безопасности, устанавливающими требования при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением, настоящими Правилами и эксплуатационными документами изготовителей.

721. Технологическое оборудование, газопроводы, арматура, газоиспользующее оборудование, электрооборудование, вентиляционные системы, средства измерений, противоаварийной защиты, блокировок и сигнализации АГНКС должны ежедневно (ежесменно) осматриваться с целью выявления неисправностей, утечек газа и своевременного их устранения.

Результаты осмотра фиксируются в эксплуатационных журналах ежедневного (ежесменного) осмотра.

722. Выявленные при обслуживании утечки газа должны немедленно устраняться.

Запрещается производить подтяжку крепежных деталей фланцевых или муфтовых соединений, если газопровод находится под давлением. Снижать давление или повышать его следует постепенно.

723. Запрещаются ремонтные работы на газопроводах, находящихся под давлением.

724. Не допускается выявлять утечки газа с применением открытого огня.

725. Газопроводы при освобождении от газа для плановой остановки работы АГНКС 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 % НКПР.

726. Удаление заглушек, установленных для проведения ремонтных, испытательных и других работ, производится по указанию лица, руководящего газоопасными работами по пуску газа после осмотра и контрольных испытаний газопроводов с занесением результатов испытаний в наряд-допуск на проведение газоопасных работ.

727. При проведении технического обслуживания газопроводов и арматуры должны быть выполнены следующие работы:

наружный осмотр газопроводов для выявления неплотностей в сварных, фланцевых и резьбовых соединениях, сальниковых уплотнениях и определения состояния теплоизоляции и окраски;

осмотр арматуры, очистка арматуры и приводного устройства от загрязнения, наледи и определение их технического состояния;

проверка состояния опор трубопроводов, колодцев;

проверка на герметичность при рабочем давлении всех резьбовых и фланцевых соединений трубопроводов и арматуры, сальниковых уплотнений, находящихся в помещении;

исправность действия привода к запорной арматуре (при наличии), наличие знаков и указателей направления открытия арматуры.

При техническом обслуживании арматуры дополнительно следует определять наличие утечек газа, герметичность фланцевых соединений, целостность маховиков и надежность крепления.

В техническое обслуживание входит представление эксплуатируемых средств измерений на государственную поверку.

728. Техническое обслуживание газопроводов и арматуры проводится ежемесячно, проверка загазованности колодцев подземных коммуникаций в пределах территории автозаправочной станции – по графику, утвержденному руководителем эксплуатирующей организации.

Результаты проверок отражаются в эксплуатационном журнале.

729. Не допускается эксплуатация технологического оборудования, сосудов, работающих под давлением, газопроводов при неисправных и неотрегулированных ПСК.

730. Действие и исправность пружинных ПСК, установленных на газопроводах, резервуарах, должны проверяться не реже 1 раза в месяц путем кратковременного их открытия (подрыва) или в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителей, если подрыв клапана не предусмотрен.

Результаты проверок ПСК отражаются в эксплуатационном журнале.

731. Вместо клапана, снимаемого для ремонта или проверки, должен быть установлен исправный и отрегулированный клапан с идентичными параметрами эксплуатации, за исключением систем с двойными предохранительными клапанами, установленными параллельно. Параллельный клапан должен быть задействован на период проведения работ.

732. Срок проведения текущего ремонта газопроводов определяется по результатам технического обслуживания. В перечень работ по текущему ремонту газопроводов входят:

устранение дефектов, выявленных при техническом обслуживании;

устранение провеса надземных газопроводов, восстановление или замена креплений надземных газопроводов;

окраска надземных газопроводов;

ремонт запорной арматуры;

проверка герметичности резьбовых и фланцевых соединений.

Текущий ремонт арматуры проводится не реже 1 раза в 12 месяцев, если иное не установлено эксплуатационной документацией изготовителя, и включает следующее:

очистка арматуры от грязи и ржавчины; окраска арматуры;

устранение неисправностей приводного устройства арматуры;

проверка герметичности сварных, резьбовых и фланцевых соединений, сальниковых уплотнений пенообразующим раствором или приборным методом;

смена износившихся и поврежденных болтов и прокладок.

Результаты проверки и ремонта газопроводов и арматуры заносятся в эксплуатационный журнал.

733. Эксплуатирующие организации должны своевременно принимать меры по ремонту защитных покрытий подземных стальных газопроводов.

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

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

736. Капитальный ремонт газопроводов проводится по мере необходимости в объеме:

- замены участков газопроводов;
- ремонта изоляции на поврежденных участках газопровода;
- замены арматуры (при наличии дефектов);
- замены или усиления подвижных и неподвижных опор.

При капитальном ремонте газопроводов проводятся также работы, предусмотренные при текущем ремонте и техническом обслуживании.

После капитального ремонта газопроводы должны подвергаться испытаниям на прочность и герметичность.

737. Сроки капитального ремонта оборудования и газопроводов АГНКС устанавливаются графиками, утвержденными руководителем АГНКС с учетом требований эксплуатационной документации изготовителя.

738. На АГНКС должны быть разработаны технологические инструкции по эксплуатации систем вентиляции, включающие требования изготовителей вентиляционного оборудования, объем и сроки технического обслуживания, текущего и капитального ремонтов, утверждены графики выполнения этих работ.

739. При неисправности вентиляционных систем и недостаточном воздухообмене в производственных помещениях проведение работ на АГНКС не допускается.

740. При выявлении в помещениях АГНКС опасной концентрации газа необходимо остановить все работы и устранить причины загазованности.

741. Отсосы воздуха вытяжных вентиляционных систем помещений должны быть закрыты сеткой, предотвращающей попадание в систему посторонних предметов.

742. Воздуховоды должны быть заземлены, мягкие вставки вентиляционных систем должны быть герметичны с металлическими перемычками.

743. В случае повреждения антикоррозионная защита вентиляционного оборудования должна своевременно восстанавливаться.

744. Пуск вытяжных вентиляционных систем должен быть произведен за 15 минут до начала работы технологического оборудования. Включение приточных систем вентиляции производится через 15 минут после включения вытяжных вентиляционных систем.

745. Исправность и работоспособность вентиляционных систем необходимо проверять не реже 1 раза в смену.

Исправность вентиляторов проверяется путем кратковременного пуска.

Результаты осмотра вентиляционных систем, случаи отключения вентиляционных установок из-за неисправностей должны отражаться в эксплуатационных журналах ежедневного (ежесменного) осмотра вентиляционных систем.

746. Во время работы вентиляторов необходимо визуально следить за тем, чтобы виброизоляторы не подвергались коррозии и все крепежные детали были затянуты, а также за состоянием муфт сцепления вала двигателя и вала рабочего колеса. Плоскости муфт не должны касаться между собой.

747. Во время работы вентиляторов необходимо осуществлять контроль за соблюдением периодичности и способов контроля взрывозащищенных вентиляторов в соответствии с эксплуатационной документацией изготовителя.

748. Вентилятор следует немедленно остановить в случаях:

появления стуков, ударов и вибрации в вентиляторе, двигателе или муфте сцепления;

превышения допустимой температуры узлов вентилятора и двигателя;

образования трещин с обнажением арматуры, просадки фундамента;

повреждения воздуховода.

749. В случае остановки вентилятора вследствие разбалансировки рабочего колеса перед его пуском необходимо проверить состояние вала и подшипников.

750. Запрещается работа технологического оборудования АГНКС при неисправных вентиляционных установках и аппаратах воздушного охлаждения.

751. Соответствие систем вентиляции проектным режимам работы должно проверяться при вводе АГНКС в эксплуатацию и в процессе эксплуатации не реже 1 раза в 12 месяцев и подтверждаться протоколом испытаний.

752. Изменения в конструкцию вентиляционных систем вносятся в установленном порядке.

753. Порядок обслуживания и ремонта систем вентиляции определяется технологическими инструкциями. Сведения о ремонте и наладке этих систем должны быть отражены в паспорте вентиляционных систем.

754. Работа компрессоров с отключенной или вышедшей из строя автоматикой безопасности, аварийной сигнализацией, а также вытяжной системой не допускается.

755. При эксплуатации стационарных компрессорных установок обслуживающий персонал обязан поддерживать установленный режим работы, в том числе:

не допускать повышения давления газа выше допустимого на любой ступени сжатия;

контролировать величину давления масла в системе смазки;

контролировать и не допускать превышения температур масла и КПП по ступеням сжатия;

контролировать давление газа во входном коллекторе АГНКС и его отклонение от установленных величин;

контролировать параметры вибрации оборудования;

контролировать состояние средств измерений, а также работоспособность средств автоматической защиты;

контролировать уровень загазованности и согласно графику производить измерение переносными газоанализаторами;

выявлять утечки газа и при их наличии принимать меры для отключения (остановки) оборудования и устранения утечки;

осуществлять контроль и периодическую регистрацию параметров, анализировать причины их изменения и отклонения от установленных величин, своевременно выявлять и устранять неисправности, которые могут привести к аварии.

756. Запрещается открывать люки работающей компрессорной установки.

757. Запрещается производить подтяжку резьбовых соединений, находящихся под давлением.

758. Запрещается производить ремонт, чистку движущихся частей и устранение других дефектов на работающей компрессорной установке.

759. Стационарная компрессорная установка должна быть остановлена, не дожидаясь срабатывания автоматической защиты, если:

манометры на любой ступени сжатия, а также нагнетательной линии показывают давление выше допустимого;

манометр системы смазки механизма движения показывает давление ниже величины, указанной в технической документации изготовителя компрессорной установки;

повысилось или понизилось давление газа на приеме компрессорной установки относительно заданных величин;

прекратилась подача охлаждающей жидкости или обнаружилась неисправность системы охлаждения;

прекратилась подача воздуха на наддув электродвигателя, а также на охлаждение газа (при наличии данных систем);

прослушиваются стук, удары в компрессорной установке и в приводе или обнаружены их неисправности, которые могут привести к аварии или инциденту;

температура сжатого газа выше допустимой нормы;

приборы на щите компрессорной установки указывают на перегрузку электродвигателя;

вышли из строя средства измерений, а также средства автоматической защиты;

появился запах гари или дым на компрессорной установке или приводе;

произошло увеличение вибрации выше допустимых норм;

обнаружены трещины на фундаменте;

отсутствует освещение в компрессорном цехе;

возник пожар на АГНКС;

произошла аварийная разгерметизация оборудования технологической системы АГНКС.

760. Компрессоры на время производства газоопасных работ, выполняемых по специальному плану, в помещении компрессоров должны быть остановлены.

761. Перед пуском компрессорной установки при вводе в эксплуатацию АГНКС, после расконсервации или ремонта необходимо выполнить индивидуальные испытания на холостом ходу и под нагрузкой в соответствии с требованиями изготовителя и с учетом особенностей технологической системы АГНКС.

Результаты испытаний оформляются актом.

762. Запрещается пуск в работу установок осушки газа с неисправными средствами автоматических защит.

763. Работа установки осушки газа должна быть прекращена, если:

температура осушенного газа выше допускаемой изготовителем;

перепад давления газа на фильтрах, сепараторах и адсорберах выше допустимых величин;

температура стенки электроподогревателя и адсорбера выше допустимых величин;

зафиксирована загазованность в помещении установки осушки газа выше 10 % НКПР;

вышли из строя средства измерений и средства автоматических защит;

возник пожар;

невозможно устранить причины, вызвавшие повышение температуры точки росы осушенного газа и давления газа регенерации выше допустимых величин, а расхода газа регенерации – ниже допустимой величины.

764. Порядок проведения и объем работ по техническому обслуживанию и ремонту компрессорных установок и установок осушки газа устанавливаются технологическими инструкциями эксплуатирующей организации с учетом эксплуатационной документации изготовителя и настоящих Правил.

765. При эксплуатации системы подготовки сжатого воздуха (газа) для питания пневматических устройств систем автоматического регулирования и контроля необходимо руководствоваться требованиями, предъявляемыми к эксплуатации электроустановок потребителей, к оборудованию, работающему под избыточным давлением, эксплуатационной документацией изготовителей оборудования и настоящими Правилами.

766. Средства измерения, расположенные на щитах управления, должны быть снабжены надписями, определяющими их назначение. Манометры и другие показывающие средства измерений должны быть установлены так, чтобы они были хорошо видны с рабочих мест, и должны иметь на шкале обозначение красного цвета, соответствующее предельно допустимому значению измеряемой величины.

767. 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 изготовителей оборудования и отчетов наладочных организаций.

768. Эксплуатация АГНКС в автоматическом режиме должна исключать возможность вмешательства в ее работу работников АГНКС.

769. На автоматизированных АГНКС, где отпуск газа через ТРК осуществляется без участия оператора, должно быть обеспечено наличие переговорного устройства, при включении которого возможен двусторонний разговор между клиентом и диспетчером.

770. Контроль над работой АГНКС может осуществляться локально (по месту) и удаленно.

Система удаленной диспетчеризации должна выполнять следующие основные функции:

передачу данных на верхний уровень управления (диспетчерский пункт);

обеспечение дистанционного управления основным и вспомогательным оборудованием АГНКС по командам с диспетчерского пункта;

обеспечение нормального и аварийного остановов АГНКС по команде диспетчера.

Информационно-управляющее взаимодействие с диспетчерского пункта должно обеспечивать передачу данных технологического характера с уровня АГНКС на вышестоящий уровень диспетчерского пункта, а также передачу команд управления на уровень АГНКС. Кроме того, должен предусматриваться механизм делегирования прав управления технологическим процессом на уровень АГНКС с уровня диспетчерского пункта, с возможностью его отключения диспетчером.

771. Система автоматики АГНКС должна обеспечивать аварийный останов станции по команде с диспетчерского пункта по алгоритму, заданному производителем автоматической АГНКС.

772. 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.

773. Эксплуатация соединительных рукавов ТРК, имеющих трещины, потертости, надрезы, вздутия, не допускается.

Соединительные рукава должны подвергаться гидравлическим испытаниям давлением, равным 1,5 рабочего давления газа, с периодичностью 1 раз в 6 месяцев.

774. При проведении осмотра ТРК необходимо:

проверить целостность трубопроводов, арматуры, приборов, отсутствие на них коррозии и других повреждений;

проверить наличие всех деталей крепления и их затяжку;

проверить целостность заправочного шланга;

проверить состояние уплотнительных колец на штуцере заправочной головки, при необходимости заменить;

проверить наличие маркировки по взрывобезопасности и предостерегающих надписей, при необходимости обновить надписи;

проверить состояние заземления (заземляющие болты должны быть затянуты, без ржавчины, покрыты защитной смазкой);

проверить состояние уплотнения кабелей (кабели не должны быть выдернутыми или прокручиваться в узле уплотнения);

проверить отсутствие утечек в соединениях трубопроводов и местах подключения датчиков газоанализатором либо пенообразующим раствором;

провести очистку внешних поверхностей узлов трубопроводов ТРК от пыли и грязи.

775. В соединительном рукаве или непосредственно перед ним следует предусматривать разрывную муфту, которая срабатывает при тяговой нагрузке и предотвращает выход газа.

Тяговая нагрузка муфты должна быть значительно ниже разрывной прочности соединительного рукава и заправочных устройств, а также заправочного оборудования автомобиля.

Крепление соединительного рукава должно иметь такую конструкцию, чтобы тяговые нагрузки на разрывную муфту действовали по возможности по оси, без большого отклонения.

776. Порядок отпуска КПП потребителям, в том числе при заправке транспортных средств-батарей, устанавливается владельцем АГНКС.

777. Заправка может производиться только через ТРК.

778. Запрещается заправка во время грозы.

779. Заправку на АГНКС следует осуществлять дистанционно с пульта управления в операторной.

Оператору АГНКС не разрешается оставлять свое рабочее место при осуществлении процесса заправки автотранспорта, транспортных средств-батарей.

780. Максимальное давление газа заправки резервуаров транспортных средств-батарей не должно превышать допустимое давление для ТРК, на которой производится заправка.

781. Не допускается нахождение пассажиров транспортных средств на территории АГНКС, кроме специально предусмотренных для этого площадок.

782. Запрещается во время заправки газобаллонного транспортного средства нахождение водителя в кабине транспортного средства, возле ТРК, а также в зоне возможного негативного воздействия (ближе 5 метров от заправочного островка).

Ограничительная линия (разметка) должна быть нанесена на дорожное покрытие не ближе 5 метров от начала въезда транспортного средства на технологическую площадку ТРК.

783. Во время заправки транспортного средства запрещается:

нахождение людей в зоне возможного травмирования при обрыве (срыве) заправочного шланга;

оставлять заправляемое транспортное средство без постоянного визуального контроля за ним со стороны водителя и обслуживающего персонала АГНКС.

784. Запрещается на территории АГНКС производить ремонт автомобилей. Неисправные автомобили должны быть удалены с территории АГНКС.

Приложение 1

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

ОБЪЕМЫ КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ СТАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Газопроводы	Число сварных соединений, подлежащих контролю, от общего числа сварных соединений, 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 сварного соединения
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 сварного соединения 50, но не менее одного сварного соединения 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 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)	100
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	100

	через естественные преграды	
8	Газопроводы всех давлений, прокладываемые во внутриквартирных 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 газопроводы-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 сварного соединения
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 сварного соединения
14	Наружные газопроводы всех давлений в пределах АГНКС	100

Примечания:

1. Для проверки следует отбирать сварные соединения, 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. Объем контроля сварных соединений подземных газопроводов не распространяются на надземные газопроводы.
5. Сварные соединения соединительных деталей газопроводов, изготовленные в заводских условиях, подлежат контролю радиографическим методом.

Приложение 2

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

**АКТ
приемки в эксплуатацию объекта
газораспределительной системы и газопотребления**

_____ 20__ г.

Рабочая _____ комиссия, _____ назначенная

_____ (наименование организации,

_____ инициалы, фамилия, должность представителя юридического лица,

_____ назначившего рабочую комиссию)

решением (приказом) от _____ № _____, состоящая
из представителей:

заказчика, застройщика (председатель комиссии)

_____ (наименование организации, инициалы, фамилия, должность)

_____ подрядчика(ов)

(наименование организации, инициалы, фамилия, должность)

проектной(ых)

организации

(наименование организации, инициалы, фамилия, должность)

газоснабжающей

организации

(наименование организации, инициалы, фамилия, должность)

эксплуатирующей

организации

(при

наличии)

(наименование организации,

инициалы, фамилия, должность)

Госпромнадзора

(инициалы, фамилия, должность)

УСТАНОВИЛА:

1. Предъявлен к приемке в эксплуатацию объект строительства

(наименование объекта строительства, вид строительства (возведение,
реконструкция,

техническая модернизация, капитальный ремонт)

в _____ объеме

(наименование частей и (или) разделов проекта)

по _____ адресу:

2. Монтаж _____ осуществлен _____ подрядчиком _____ (подрядчиками)

_____ (наименование организации,

объем работ, выполненных каждой организацией)

3. Проектная _____ документация _____ разработана

_____ (наименование организации)

выполнившим

_____ (наименование частей и (или) разделов проекта)

и _____ субподрядными _____ организациями

_____ (наименование организации)

выполнившими

_____ (наименование частей и (или) разделов проекта)

4. Исходные _____ данные _____ для проектирования _____ выданы

_____ (наименование организации)

(тематика исходных данных (технические условия, задание на проектирование))

5. Строительство осуществлялось по проектной документации

(номер проекта,

номера изменений в проект)

6. Строительно-монтажные работы осуществлены в сроки:

начало работ: _____ окончание работ: _____
 (месяц, год) (месяц, год)

7. Рабочей комиссии представлена документация согласно реестру, который является обязательным приложением к настоящему акту.

8. Предъявленный к приемке в эксплуатацию объект строительства имеет следующие показатели:

8.1. ГРП, ГРУ, ШРП:

Тип (модель), изготовитель	Количество линий редуцирования	Регуляторы давления (тип)	Средства ТМ и АСУТП

8.2. Газопроводы:

Наименование показателя	Ед. вел.	Ду, 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					

8.3. Объекты, использующие СУГ:

ПОО (ГНС, ГНП, резервуарная установка, групповая баллонная установка, АГЗС)	Тип (модель)	Количество, шт.	Изготовитель
Компрессор			
Насос			
Резервуар (емкость (м ³), исполнение (надземный, подземный))			
ТРК			
Установки наполнения баллонов			

8.4. АГНКС:

АГНКС	Тип	Количество, шт.	Изготовитель
Компрессорная установка			
Оборудование осушки и очистки газа			
Оборудование аккумулирования и хранения газа			
ТРК			

8.5. Средства ЭХЗ:

Вид защиты (дренажная, катодная, протекторная)	Тип защитной установки	Адрес установки	Количество, шт.

8.6. Оборудование объекта газопотребления:

Наименование	Тип (модель)	Количество, шт.	Единичная тепловая мощность, МВт	Изготовитель	Резервное топливо	Средства учета расхода газа
Газоиспользующее оборудование						
ППГ газоэнергетических установок						
Блок редуцирования						
Компрессорная установка						
Оборудование						

е осушки, очистки, подогрева газа						
--	--	--	--	--	--	--

9. Рабочая комиссия установила, что работы по монтажу объекта газораспределительной системы и газопотребления выполнены в соответствии с проектом, техническими нормативными правовыми актами в области промышленной безопасности, и приняла решение о готовности объекта к проведению пусконаладочных работ с _____ по _____.

(число, месяц, год)

(число, месяц, год)

Председатель рабочей комиссии

(подпись, инициалы, фамилия)

Члены рабочей комиссии:

(подпись, инициалы, фамилия)

(подпись, инициалы, фамилия)

Решение рабочей комиссии:

1. Пусконаладочные работы выполнены в полном объеме в соответствии с проектом и эксплуатационными документами изготовителя оборудования.

2. Предъявленный к приемке объект строительства

(наименование объекта строительства,

адрес)

соответствующий разрешительной и проектной документации (в части эксплуатационной надежности и промышленной безопасности), принять в эксплуатацию.

Председатель рабочей комиссии _____

(подпись, инициалы, фамилия)

Члены рабочей комиссии: _____

(подпись, инициалы, фамилия)

(подпись, инициалы, фамилия)

Приложение 3

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ № _____
газопровода _____ давления

Архивный номер исполнительной документации _____

Регистрационный номер
ПОО _____

Газопровод в границах (адрес, пикеты) _____

Наименование _____ службы

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

3-я и последующие страницы паспорта

Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Место производства работ	Вид производимых работ	Ответственное лицо за производство работ (инициалы, фамилия, подпись)
1	2	3	4

Краткие указания по заполнению эксплуатационного паспорта газопровода

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником и (или) уполномоченным им лицом при вводе газопровода в эксплуатацию в объеме объекта строительства и содержит проектные данные. Последующие записи в нем производит эксплуатирующая организация, и проверяет руководитель соответствующей службы.

На титульном листе паспорта указывается:

порядковый номер и давление газопровода;

адрес: для внутриплощадочных газопроводов организаций – область, район, населенный пункт, улица, здание, 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 в эксплуатацию газопроводы;

инициалы, фамилия и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления,

наименование соответствующей службы, инициалы фамилия и подпись специалиста, принявшего газопровод на обслуживание.

В основных характеристиках газопровода указывается:

номер по порядку и (или) архивный номер исполнительной документации;

наименование объекта строительства;

дата приемки в эксплуатацию – дата подписания рабочей комиссией акта приемки в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления;

дата ввода в эксплуатацию – дата утверждения акта приемки в эксплуатацию объекта строительства;

материал труб (сталь, полиэтилен);

протяженность газопровода по виду прокладки (подземный или надземный) и количество отключающих устройств (задвижек, кранов) по соответствующим диаметрам;

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.

Раздел «примечание» может быть использован для указания сведений о консервации, выводе из эксплуатации (демонтаже) отдельных участков газопровода и других сведений.

Эксплуатационный паспорт оформляется в одном экземпляре, прошивается, пронумеровывается и хранится в архиве собственника и (или) уполномоченного им лица до ликвидации (демонтажа).

С паспортом хранится эксплуатационная документация изготовителей оборудования.

Приложение 4

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ установки электрохимической защиты № _____

Архивный номер исполнительной документации

Регистрационный номер
ПОО _____

Адрес:

Изготовитель

Дата изготовления, заводской номер

1. Тип установки

(катодная, дренажная)

2. Способ крепления

3. Дата приемки в эксплуатацию

4. Характеристика узлов защиты:

4.1. кабель

(марка, сечение, длина)

4.2. тип анодного заземления

(поверхностное, глубинное)

4.3. анодные _____ заземлители

4.4. место _____ подключения _____ дренажа

4.5. защитное _____ заземляющее _____ устройство

4.6. сопротивление _____ растеканию _____ тока, _____ Ом

4.7. удельное _____ сопротивление _____ грунта, _____ Ом/м

4.8. тип электрода сравнения и датчика коррозии, установленных в контактном устройстве _____ на защищаемом _____ сооружении

5. Рабочие параметры по результатам пусконаладочных работ:

напряжение _____ источника _____ питания _____ установки, В _____

сила _____ выходного _____ тока, А _____

выходное _____ напряжение, В _____

сопротивление _____ цепи _____

потенциал поляризационный на контактном устройстве:

максимальный _____

средний _____

или разность потенциалов на контактном устройстве:

максимальная _____

средняя

срок службы анодного заземления

Ответственный за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления:

(подпись)

(инициалы, фамилия)

6. Данные о защищаемых сооружениях:

Наименование сооружения	Протяженность зоны защиты, м	Потенциал на контактном устройстве, В

7. Перечень опорных пунктов измерения:

№ п/п	Вид контрольно-измерительных пунктов	Электрод сравнения	Адрес	Дата установки	Сведения о техническом состоянии
1	2	3	4	5	6

Паспорт _____ составил _____

(должность)

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Паспорт _____ проверил _____

_____ (должность)

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Паспорт составлен _____ 20__ г.

8. Эксплуатация установки:

Осмотр		Параметры установки		Потенциал на контрольном устройстве относительно земли, В						Учет электроэнергии, потребляемой установкой	Выполненные работы	Исполнитель работ, подпись
дата	время	ток, А	напряжение, В	суммарный			поляризационный					
				средний	максимум	минимум	средний	максимум	минимум			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

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

ПЛАН (схема)
размещения анодного заземления и контрольного устройства

Краткие указания по заполнению эксплуатационного паспорта установки электрохимической защиты

Первоначальное заполнение эксплуатационного паспорта установки электрохимической защиты (катодной, дренажной) производится собственником и (или) уполномоченным им лицом при вводе в эксплуатацию в объеме объекта строительства и содержит проектные данные. Последующие записи в нем производит эксплуатирующая организация и проверяет руководитель соответствующей службы.

На титульном листе паспорта указывается:

порядковый номер установки;

регистрационный номер ПОО и дата регистрации;

адрес установки – область, район, населенный пункт, улица, здание);

изготовитель установки, дата изготовления, заводской номер;

в пункте 4 указываются основные технические характеристики установки:

в подпункте 4.3 – количество анодных заземлителей, глубина заложения, расположение (горизонтально, вертикально), марка электродов, количество электродов;

в подпункте 4.5 – основные характеристики заземляющих устройств: материал (сталь, оцинкованная сталь, медь), профиль и размеры, количество заземлителей;

инициалы, фамилия и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, наименование соответствующей службы, инициалы, фамилия и подпись специалиста, принявшего установку электрохимической защиты на обслуживание.

В пункте 6 указываются данные о защищаемых сооружениях: газопровод (диаметр, длина, тип изоляции, дата ввода в эксплуатацию), резервуары (количество, единичная вместимость, тип изоляции, дата ввода в эксплуатацию).

В пункте 8 заносятся сведения о всех работах, производимых в процессе эксплуатации установки. 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.

Записи проверяются ответственным за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления (руководителем соответствующей службы).

Эксплуатационный паспорт оформляется в одном экземпляре, прошивается, пронумеровывается и хранится в архиве собственника установки и (или) уполномоченного им лица до ликвидации (демонтажа).

С эксплуатационным паспортом хранится эксплуатационная документация изготовителей оборудования.

Приложение 5

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ установки протекторной защиты № _____

Архивный номер исполнительной документации

Регистрационный номер
ПОО _____

Адрес:

1. Дата приемки в эксплуатацию

2. Защищаемое сооружение:

3. Зона защиты, км

4. Проектная организация

5. Характеристика установки протекторной защиты:

марка _____ протекторов

количество _____ групп протекторов, шт.

число _____ протекторов в группе, шт.

расстояние _____ между протекторами, м

расстояние _____ до сооружения, подлежащего защите, м

глубина _____ заложения протекторов, м

(до верха протекторов)

характеристика _____ кабельных линий

тип электрода сравнения и датчика коррозии, установленные в контрольном устройстве _____ на защищаемом сооружении

6. Параметры установки протекторной защиты при сдаче в эксплуатацию:

6.1. сопротивление _____ цепи «протектор – защищаемое сооружение», Ом

6.2. сила _____ тока в цепи «протектор – защищаемое сооружение», А

6.3. разность _____ потенциалов «газопровод – земля» (до и после установки протекторов)

6.4. удельное _____ сопротивление грунта в зоне установки протекторов, Ом/м

Ответственный за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления:

(подпись)

(инициалы, фамилия)

7. Перечень опорных пунктов:

№ п/п	Номер пункта измерения	Вид пункта измерения	Адрес пункта измерения

Паспорт _____ составил _____

(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт _____ проверил _____

(должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт составлен _____ 20__ г.

8. Эксплуатация установки протекторной защиты:

№ 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

ПЛАН (схема)
размещения установки протекторной защиты

Краткие указания по заполнению эксплуатационного паспорта установки
протекторной защиты

Первоначальное заполнение эксплуатационного паспорта производится собственником и (или) уполномоченным им лицом при вводе в эксплуатацию и содержит проектные данные. Последующие записи в нем производит эксплуатирующая организация, и проверяет руководитель соответствующей службы.

На титульном листе паспорта указывается:

порядковый номер установки;

регистрационный номер ПОО и дата регистрации;

адрес установки – область, район, населенный пункт, улица, здание;

в пункте 1 – дата подписания комиссией акта приемки в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления;

в пункте 2 – основные сведения о защищаемом сооружении: футляр, газопровод (диаметр, длина, тип защитного покрытия, дата приемки в эксплуатацию), резервуары (количество, единичная вместимость, тип защитного покрытия, дата приемки в эксплуатацию);

в пункте 5 при описании характеристики кабельных линий – назначение кабеля, способ прокладки, марка кабеля, длина);

инициалы, фамилия и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, наименование соответствующей службы, инициалы, фамилия и подпись специалиста, принявшего установку протекторной защиты на обслуживание. Записи проверяются ответственным за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления (руководителем соответствующей службы).

Эксплуатационный паспорт оформляется в одном экземпляре, прошивается, пронумеровывается и хранится в архиве собственника и (или) уполномоченного им лица до ликвидации (демонтажа).

С эксплуатационным паспортом хранится эксплуатационная документация изготовителей оборудования.

Приложение 6

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

**ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ
ГРП, ШРП, ГРУ № _____**

Архивный номер исполнительной документации

Регистрационный номер
ПОО _____

Адрес ГРП, ШРП, ГРУ:

1. Наименование организации, выполнившей монтаж ГРП, ШРП, ГРУ (при блочном исполнении – 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.

Давление газа на выходе _____ МПа.

4.2. Пределы настройки оборудования:

Наименование оборудования	Единица величины	Основная линия редуцирования		Дополнительная линия редуцирования	
		максимальное давление	минимальное давление	максимальное давление	минимальное давление
ПЗК					
ПСК					

ГРП закольцован с ГРП № _____

5. Основные данные здания (сооружения):

5.1. Материал _____ пола

5.2. Система _____ вентиляции

5.3. Система _____ освещения, _____ электроснабжения

5.4. Система _____ отопления

5.5. Система _____ связи

5.6. Система _____ ТМ _____ и АСУТП

5.7. Средства обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения _____

5.8. Молниезащита, _____ заземление

5.9. Расстояние от ГРП, ШРП, ГРУ до наружного отключающего устройства:

а) на входе, м _____

б) на выходе, м _____

Ответственный за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления:

(подпись)

(инициалы, фамилия)

6. Сведения об основном оборудовании:

Наименование	Тип (модель), изготовитель	Диаметр условный	Количество, шт.	Номер согласно технологической схеме

7. Сведения о средствах измерений:

Вид измерения	Тип, марка		Предел измерения	Количество, шт.
	показывающий	регистрирующий		
Давление на входе	показывающий			
	регистрирующий			
Давление на выходе	показывающий			
	регистрирующий			
Температура в помещении	показывающий			
Учет расхода газа				

8. Сведения о закреплении ГРП, ШРП, ГРУ за мастерами служб:

Дата	На обслуживание принял: должность, инициалы, фамилия, подпись	Обслуживание передал: должность, инициалы, фамилия, подпись

Паспорт _____ составил _____

(должность)

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Паспорт _____ проверил _____

(должность)

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Паспорт составлен _____ 20__ г.

9. Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Характеристика производимых работ	Инициалы, фамилия, подпись производителя работ
1	2	3

Краткие указания по заполнению эксплуатационного паспорта ГРП, ШРП, ГРУ

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником и (или) уполномоченным им лицом при вводе в эксплуатацию и содержит проектные данные. Последующие записи в нем производит эксплуатирующая организация, и проверяет руководитель соответствующей службы.

На титульном листе паспорта указывается:

порядковый номер ГРП, ШРП, ГРУ;

регистрационный номер ПОО и дата регистрации;

адрес (область, район, населенный пункт, улица, здание);

наименование организации, выполнившей монтаж (при блочном исполнении – изготовитель);

в пункте 2 – дата подписания комиссией акта приемки в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления;

в пункте 3 – дата утверждения акта приемки в эксплуатацию объекта строительства;

в пункте 4 – максимальные и минимальные проектные пределы регулирования газа;

в пункте 5 – описание основных конструктивных данных здания (сооружения) ГРП, ШРП;

инициалы, фамилия, подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, наименование соответствующей службы, инициалы, фамилия и подпись специалиста, принявшего ГРП, ШРП, ГРУ на обслуживание.

Записи проверяются ответственным за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления (руководителем соответствующей службы).

В пункте 6 указываются сведения о всей установленной арматуре с указанием номера согласно технологической схеме, а также данные об отопительном оборудовании.

В пункте 7 указываются места установки, тип, предел измерения, количество средств измерений.

Эксплуатационный паспорт оформляется в одном экземпляре, прошивается, пронумеровывается и хранится в архиве собственника и (или) уполномоченного им лица до ликвидации (демонтажа).

С паспортом хранится эксплуатационная документация изготовителей оборудования.

Приложение 7

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ резервуарной установки СУГ № _____

Архивный номер исполнительной документации

Регистрационный номер
ПОО _____

Адрес:

1. Дата приемки в эксплуатацию

2. Дата ввода в эксплуатацию

3. Тип средства ЭХЗ

4. Заземляющие устройства

Ответственный за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления:

(подпись)

(инициалы, фамилия)

5. Сведения о резервуарах:

Регистрационный номер резервуара	Дата изготовления	Изготовитель	Заводской номер резервуара	Объем резервуара, м ³	Разрешенное рабочее давление, МПа	Тип изоляции	Наличие головок управления, испарителем	Дата освидетельствования
1	2	3	4	5	6	7	8	9

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					

7. Сведения о головке управления, установленной на резервуаре:

Наименование	Количество, шт.	Тип	Ду, мм	Условное давление, МПа	Давление настройки, МПа
Регистрационный номер резервуара _____					

Запорная арматура					
Регуляторы давления					
ПЗК					
ПСК					
Указатели уровня жидкой фазы СУГ					

8. Манометры (показывающие):

Место установки	Количество, шт.	Тип	Предел измерений	Класс точности
До регулятора				
После регулятора				

9. Трубопроводная арматура (кроме резервуаров):

№ п/п	Наименование, изготовитель	Условное обозначение	Номер по технологической схеме	Ду, мм	Ру, МПа	Количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7

Паспорт _____ составил _____

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт _____ проверил _____

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт составлен _____ 20__ г.

10. Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Вид производимых работ	Ответственное лицо за производство работ	
		должность, инициалы, фамилия	подпись
1	2	3	4

Краткие указания по заполнению эксплуатационного паспорта резервуарной установки СУГ

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником и (или) уполномоченным им лицом при вводе в эксплуатацию и содержит проектные данные. Последующие записи в нем производит эксплуатирующая организация, и проверяет руководитель соответствующей службы.

На титульном листе паспорта указывается:

порядковый номер резервуарной установки;

регистрационный номер ПОО и дата регистрации;

адрес – область, район, населенный пункт, улица, здание;

наименование организации, выполнившей монтаж резервуарной установки (при блочном исполнении – изготовитель);

в пункте 1 – дата подписания комиссией акта приемки в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления;

в пункте 2 – дата утверждения акта приемки в эксплуатацию объекта строительства;

инициалы, фамилия и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, наименование соответствующей службы, инициалы, фамилия и подпись специалиста, принявшего резервуарную установку СУГ на обслуживание. Записи

проверяются ответственным за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления (руководителем соответствующей службы).

В пункте 5, в графе 9 указывается дата первичного и последующих технических освидетельствований резервуара.

В пункте 9 указываются сведения о всей арматуре резервуарной установки, кроме установленной на резервуарах, с указанием номера согласно технологической схеме.

Эксплуатационный паспорт оформляется в одном экземпляре, прошивается, пронумеровывается и хранится в архиве собственника и (или) уполномоченного им лица до ликвидации (демонтажа).

С паспортом хранится эксплуатационная документация изготовителей оборудования.

Приложение 8

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ групповой баллонной установки СУГ № _____

Архивный номер исполнительной документации

Регистрационный номер
ПОО _____

Адрес:

1. Дата _____ приемки _____ в эксплуатацию _____

2. Дата _____ ввода _____ в эксплуатацию _____

3. Количество _____ баллонов, _____ шт.

4. Единичный _____ объем _____ (вместимость) _____ баллона, _____ м³

5. Шкаф _____

(материал, размеры, установлен на основании)

6. Газоиспользующее оборудование _____

Ответственный за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления:

(подпись)

(инициалы, фамилия)

7. Сведения об оборудовании групповой баллонной установки:

Наименование	Количество, шт.	Тип	Ду, мм	Условное давление, МПа	Давление настройки, МПа
Запорная арматура					
Регуляторы давления (редукторы)					
Предохранительные клапаны					

8. Манометры (показывающие):

Наименование	Количество, шт.	Тип	Пределы измерений	Класс точности

Паспорт _____ составил _____

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт _____ проверил _____

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт составлен _____ 20__ г.

9. Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Вид производимых работ	Ответственное лицо за производство работ	
		должность, инициалы, фамилия	подпись
1	2	3	4

Краткие указания по заполнению эксплуатационного паспорта групповой баллонной установки СУГ

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником и (или) уполномоченным им лицом при вводе в эксплуатацию и содержит проектные

данные. Последующие записи в нем производит эксплуатирующая организация, и проверяет руководитель соответствующей службы.

На титульном листе паспорта указывается:

порядковый номер групповой баллонной установки;

регистрационный номер ПОО и дата регистрации;

адрес групповой баллонной установки – область, район, населенный пункт, улица, здание;

наименование организации, выполнившей монтаж групповой баллонной установки (при блочном исполнении – изготовитель);

в пункте 1 – дата подписания рабочей комиссией акта приемки в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления;

в пункте 2 – дата утверждения акта приемки в эксплуатацию объекта строительства;

инициалы, фамилия и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, наименование соответствующей службы, инициалы, фамилия и подпись специалиста, принявшего групповую баллонную установку СУГ на обслуживание. Записи проверяются ответственным за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления (руководителем соответствующей службы).

В пункте 6 указываются сведения о газоиспользующем оборудовании (название, и тип (модель), количество).

Эксплуатационный паспорт оформляется в одном экземпляре, прошивается, пронумеровывается и хранится в архиве собственника и (или) уполномоченного им лица до ликвидации (демонтажа).

С паспортом хранится эксплуатационная документация изготовителей оборудования.

Приложение 9

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ стационарной АГЗС № _____

Архивный номер исполнительной документации _____

Регистрационный номер
ПОО _____

Адрес _____ АГЗС:

Наименование организации, выполнившей монтаж АГЗС

Основные данные АГЗС:

1. Дата приемки АГЗС в эксплуатацию

2. Дата ввода АГЗС в эксплуатацию

3. Тип средства ЭХЗ

4. Заземляющие устройства

Ответственный за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления:

(подпись)

(инициалы, фамилия)

5. Сведения о резервуарах:

Регистрационный номер резервуара	Дата изготовления	Изготовитель	Заводской номер резервуара	Вместимость резервуара, м ³	Разрешенное рабочее давление, МПа	Тип изоляции	Дата освидетельствования
1	2	3	4	5	6	7	8

6. Сведения об основном оборудовании АГЗС (кроме резервуаров):

Наименование	Тип (модель)	Количество, шт.	Изготовитель
Компрессор			
Насос			
ТРК			
Установки наполнения баллонов			

7. Сведения об оборудовании, установленном на резервуаре:

Наименование	Количество, шт.	Тип	Ду, мм	Условное давление, МПа	Давление настройки, МПа
Регистрационный номер резервуара					
Запорная арматура					
ПЗК					
ПСК					
Устройства контроля наполнения					

резервуара					
------------	--	--	--	--	--

8. Сведения о средствах измерений:

Место установки	Количество, шт.	Тип	Пределы измерений	Класс точности
на резервуаре регистрационный №				
на резервуаре регистрационный №				
на газопроводах АГЗС				

9. Трубопроводная арматура:

№ п/п	Наименование, изготовитель	Условное обозначение	Номер по технологической схеме	Ду, мм	Ру, МПа	Количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7

10. Объект газопотребления:

Наименование газоиспользующего оборудования	Тип (модель), изготовитель	Мощность, кВт	Количество, шт.
1	2	3	4

Паспорт _____ составил _____

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт _____ проверил _____

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт составлен _____ 20__ г.

11. Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Вид производимых работ	Ответственное лицо за производство работ	
		должность, инициалы, фамилия	подпись
1	2	3	4

Краткие указания по заполнению эксплуатационного паспорта АГЗС

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником и (или) уполномоченным им лицом при вводе в эксплуатацию и содержит проектные данные. Последующие записи в нем производит эксплуатирующая организация, и проверяет руководитель соответствующей службы.

На титульном листе паспорта указывается:

порядковый номер АГЗС;

регистрационный номер ПОО и дата регистрации;

адрес АГЗС (область, район, населенный пункт, улица, здание);

наименование организации, выполнившей монтаж АГЗС (при блочном исполнении – изготовитель);

в пункте 1 – дата подписания рабочей комиссией акта приемки в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления;

в пункте 2 – дата утверждения акта приемки в эксплуатацию объекта строительства;

инициалы, фамилия и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, наименование соответствующей службы, инициалы, фамилия и подпись специалиста, принявшего АГЗС на обслуживание. Записи проверяются ответственным за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления (руководителем соответствующей службы).

В пункте 5, в графе 8 указывается дата первичного и последующих технических освидетельствований резервуара.

В пункте 9 указываются сведения о всей арматуре АГЗС, кроме установленной на резервуарах, с указанием номера согласно технологической схеме.

Пункт 10 заполняется при наличии на АГЗС объекта газопотребления.

Эксплуатационный паспорт оформляется в одном экземпляре, прошивается, пронумеровывается и хранится в архиве собственника АГЗС и (или) уполномоченного им лица до ликвидации (демонтажа).

С паспортом хранится эксплуатационная документация изготовителей оборудования.

Приложение 10

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ
стационарной АГНКС № _____

Архивный	номер	исполнительной	документации
<hr/>			
Регистрационный			номер
ПОО	<hr/>		
Адрес			АГНКС:
<hr/>			
Наименование	организации,	выполнившей	монтаж АГНКС
<hr/>			
1. Основные данные АГНКС:			
1.1. Дата	приемки	в эксплуатацию	АГНКС
<hr/>			
1.2. Дата	ввода	в эксплуатацию	АГНКС
<hr/>			
1.3. Проектное давление газа на входе	<hr/>		МПа
1.4. Количество ТРК	<hr/>		шт.
1.5. Система			связи
<hr/>			
1.6. Система			электрооборудования
<hr/>			
1.7. Автономные	источники		электроснабжения
<hr/>			
1.8. Система			отопления
<hr/>			
1.9. Система			вентиляции
<hr/>			
1.10. Система	контроля		загазованности
<hr/>			
1.11. Система	сбора		конденсата
<hr/>			
1.12. Система			азотирования
<hr/>			

1.13. Системы пожарной и аварийной сигнализации

1.14. Средства молниезащиты

1.15. Заземляющие устройства

1.16. Система кондиционирования

1.17. Водоснабжение

1.18. Канализация

1.19. Аварийное освещение

1.20. Комплекс инженерно-технических средств охраны и систем автоматического управления

1.21. Тип ограждения АГНКС

Ответственный за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления:

(подпись)

(инициалы, фамилия)

2. Сведения об оборудовании, установленном на АГНКС:

2.1. Оборудование, работающее под избыточным давлением:

№	Регистрацион	Наименова	Дата ввода	Количест	Объе	Рабоче	Заводской
---	--------------	-----------	------------	----------	------	--------	-----------

п/п	ный номер	ние, тип (марка)	в эксплуатацию	во, шт.	м, м ³	е давление, МПа	номер, изготовитель
1	2	3	4	5	6	7	8

2.2. Компрессорные установки:

№ п/п	Тип (марка)	Количество, шт.	Заводской номер, изготовитель	Рабочее давление по ступеням, МПа
1	2	3	4	5

2.3. Система охлаждения:

№ п/п	Тип (марка)	Количество, шт.	Заводской номер, изготовитель
1	2	3	4

2.4. Узлы учета газа:

Тип (марка)	Количество, шт.	Примечание
1	2	3

2.5. Системы автоматики, ТМ и АСУТП:

Тип (марка)	Количество, шт.	Примечание
1	2	3

2.6. Трубопроводная арматура:

№ п/п	Наименование, изготовитель	Условное обозначение	Номер по технологической схеме	Ду, мм	Ру, МПа	Количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7

2.7. Газопроводы:

№ п/п	Наименование участков газопровода	Ду, мм	Ру, МПа	Протяженность, м
1	2	3	4	5

2.8. Средства измерений:

№ п/п	Наименование	Тип	Серийный номер	Изготовитель	Примечание
1	2	3	4	5	6

2.9. Основное оборудование ГРП (ШРП):

Наименование	Тип, изготовитель	Ду, мм	Количество, шт.
1	2	3	4

2.10. Объект газопотребления:

Наименование газоиспользующего	Тип (модель), изготовитель	Мощность, кВт	Количество, шт.
--------------------------------	----------------------------	---------------	-----------------

оборудования			
1	2	3	4

Паспорт _____ составил _____

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт _____ проверил _____

 (должность) (подпись) (инициалы, фамилия)

Паспорт составлен _____ 20__ г.

3. Сведения о производимых работах:

Дата производства работ	Вид производимых работ	Ответственное лицо за производство работ	
		должность, инициалы, фамилия	подпись
1	2	3	4

Краткие указания по заполнению эксплуатационного паспорта АГНКС

Первоначальное заполнение паспорта производится собственником и (или) уполномоченным им лицом при вводе в эксплуатацию и содержит проектные данные. Последующие записи в нем производит эксплуатирующая организация, и проверяет руководитель соответствующей службы.

На титульном листе паспорта указывается:

порядковый номер АГНКС;

регистрационный номер ПОО и дата регистрации;

адрес АГНКС (область, район, населенный пункт, улица, здание);

наименование организации, выполнившей монтаж АГНКС (при блочном исполнении – изготовитель);

основные данные АГНКС в соответствии с проектом (в подпункте 1.2 – дата подписания рабочей комиссией акта приемки в эксплуатацию объекта газораспределительной системы и газопотребления, в подпункте 1.3 – дата утверждения акта приемки в эксплуатацию объекта строительства);

инициалы, фамилия и подпись лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления, наименование соответствующей службы, инициалы, фамилия и подпись специалиста, принявшего АГНКС на обслуживание. Записи проверяются ответственным за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления (руководителем соответствующей службы).

Эксплуатационный паспорт АГНКС оформляется в одном экземпляре, прошивается, пронумеровывается и хранится в архиве собственника АГНКС и (или) уполномоченного им лица до ликвидации (демонтажа).

С паспортом хранится эксплуатационная документация изготовителей оборудования.

Приложение 11

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

НАРЯД-ДОПУСК № _____
на производство газоопасных работ

Выдан _____ 20__ г.

Действителен до _____ 20__ г.

1. Руководителю _____ работ

(должность, фамилия, собственное имя,

отчество (если таковое имеется)

2. Наименование работ, место их проведения

3. Состав бригады:

№ п/п	Инициалы, фамилия	Должность, профессия, квалификационный разряд по профессии	С условиями работы ознакомлен, целевой инструктаж по мерам безопасности прошел	
			подпись	дата
1	2	3	4	5

4. Мероприятия по подготовке объекта к газоопасным работам, технологическая последовательность выполнения основных операций при производстве работ

5. Работа разрешается при выполнении следующих основных мер безопасности:

(перечисляются основные меры безопасности,

указываются инструкции, которыми следует руководствоваться)

6. Необходимые средства защиты

7. Начало работ ___ ч ___ мин _____ 20__ г.

Окончание работ ___ ч ___ мин _____ 20__ г.

8. Наряд-допуск _____ выдал

(уполномоченный приказом руководителя организации,

должность, фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется), подпись)

9. С условиями работы ознакомлен и наряд-допуск получил:

(должность)

(подпись)

(инициалы, фамилия)

_____ 20__ г.

10. Анализ состояния воздушной среды перед началом 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 и допустимой концентрации вредных веществ	Инициалы, фамилия лица, проводившего анализ	Подпись лица, проводившего анализ

1	2	3	4	5	6	7
---	---	---	---	---	---	---

11. Изменения в составе бригады:

Инициалы, фамилия лица, выведенного из состава бригады	Причина изменения	Дата, время	Инициалы, фамилия лица, введенного в состав бригады	Должность, профессия, квалификационный разряд по профессии	Дата, время	Инициалы, фамилия, подпись лица, внесшего изменения
1	2	3	4	5	6	7

12. Инструктаж нового состава бригады по завершению начатых работ и мерам безопасности:

№ п/п	Инициалы, фамилия	Должность, профессия, квалификационный разряд по профессии	Подпись в получении инструктажа	Примечание
1	2	3	4	5

13. Наряд-допуск продлен:

Дата и время		Инициалы, фамилия, должность лица, продлившего наряд-допуск	Подпись	Инициалы, фамилия, должность руководителя работ	Подпись
начала работы	окончания работы				
1	2	3	4	5	6

14. Заключение _____ руководителя работ по их окончании

Результаты _____ контрольных _____ испытаний _____

Наряд-допуск закрыт в ____ ч ____ мин _____ 20__ г.

Руководитель работ _____

(подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

Лицо, выдавшее наряд-допуск _____

(подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

_____ 20__ г.

Приложение 12

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

_____ (наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ

регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ

Начат _____ 20__ г.

Окончен _____ 20__ г.

Всего листов _____

Левая сторона разворота журнала

Номер наряда-допуска	Дата и время выдачи	Место проведения работ	Характер 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		
инициалы, фамилия	подпись	инициалы, фамилия	подпись		дата, время	подпись руководителя работ	подпись лица, принявшего наряд-допуск
5	6	7	8	9	10	11	12

Краткие указания по 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, имеющим право выдачи 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 лицом, принявшим наряд-допуск.

Контроль за ведением журнала осуществляется руководителем соответствующей службы газоснабжающей организации или лицом,

Краткие указания по заполнению журнала учета газоопасных работ, проводимых
без оформления наряда-допуска

Журнал применяется для регистрации и учета газоопасных работ, проводимых без оформления наряда-допуска на производство газоопасных работ согласно технологическим инструкциям.

В графе 6 перечисляются основные меры безопасности, необходимое материально-техническое обеспечение, средства индивидуальной защиты, номера (названия) утвержденных для каждого вида работ технологических инструкций, которыми следует руководствоваться.

Графа 11 заполняется после представления руководителем газоопасных работ результатов анализов воздуха рабочей зоны перед началом и периодически в период проведения работ.

Журнал ведется лицом, имеющим право выдачи нарядов-допусков.

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 прошнурован, страницы пронумерованы.

Приложение 14

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
проведения тренировочных занятий

Начат _____ 20__ г.

Окончен _____ 20__ г.

Дата и время проведения занятий	Тема, место (адрес) проведения занятий	Количество часов	Лицо, проводившее занятия		Лица, участвовавшие в занятиях	
			инициалы, фамилия, должность	подпись	инициалы, фамилия, должность, квалификация	подпись
1	2	3	4	5	6	7

Краткие указания по заполнению журнала проведения 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.

Приложение 15

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ средств телемеханизации и автоматизированных систем управления технологическими процессами

Начат ____ ____ 20__ г.

Окончен ____ ____ 20__ г.

Левая сторона разворота

Дата выполнения работ	Наименование, адрес, контролируемый телемеханический пункт	Вид работ (техническое обслуживание, ремонт, поверка средств измерений)	Перечень выполненных работ	Вид неисправности	Отметка об устранении и неисправности, невозможности устранения неисправности
1	2	3	4	5	6

Правая сторона разворота

Дата и время отключения системы	Дата и время включения системы	Инициалы, фамилия, должность исполнителя	Подпись исполнителя	Инициалы, фамилия, должность руководителя работ по ремонту, проверяющего	Подпись руководителя работ по ремонту, проверяющего
7	8	9	10	11	12

Краткие указания по заполнению журнала

Графы 5 и 6 заполняются при нарушении работы системы.

Журнал должен быть прошнурован, страницы пронумерованы.

Журнал хранится у собственника объекта и (или) уполномоченного им лица.

Приложение 16

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

Периодичность технического осмотра подземных газопроводов

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 давлением до 1,2 МПа			
1. Стальные газопроводы, эксплуатируемые до 40 лет при отсутствии аварий и инцидентов	Устанавливается 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 с использованием дистанционных 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, в том числе с использованием дистанционных детекторов	1 раз в 6 месяцев	1 раз в 6 месяцев	1 раз в 6 месяцев

метана			
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 с использованием дистанционных 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 застройки с использованием дистанционных детекторов метана	1 раз в 6 месяцев	1 раз в 6 месяцев	1 раз в 6 месяцев
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 неустранимыми 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,	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю

подлежащие замене или реконструкции			
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, с использованием дистанционных детекторов метана при положительных результатах технического диагностирования	1 раз в 4 месяца	1 раз в 4 месяца	1 раз в 6 месяцев
17. Стальные газопроводы, эксплуатируемые после 40 лет, с использованием дистанционных детекторов метана при положительных результатах технического диагностирования в кварталах одноэтажной застройки	1 раз в 6 месяцев	1 раз в 6 месяцев	1 раз в 6 месяцев
Газопроводы 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

Приложение 17

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ОПЕРАТИВНЫЙ ЖУРНАЛ ГРП, ШРП, ГРУ № _____

Начат _____ 20__ г.

Окончен _____ 20__ г.

Сведения о проводимых работах:

Дата	Время снятия показаний	Показания средств измерений			Выявленные дефекты, утечки газа	Состояние средств измерений	Выполненная работа	Ответственный исполнитель работ (инициалы, фамилия, подпись)
		давление газа, МПа		температура воздуха в помещении, °С				
		на входе	на выходе					
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Журнал применяется для регистрации результатов всех видов работ, выполняемых на ГРП, ШРП, ГРУ в процессе эксплуатации, и заполняется ответственным исполнителем работ.

Журнал должен быть прошнурован, страницы пронумерованы.

Журнал находится непосредственно в помещении ГРП (ГРУ).

и сливного отделения, рампы для баллонов, отделения по освидетельствованию и окраске баллонов	компрессорного отделения, эстакады слива железнодорожных цистерн	хранения	слива воды		ых		(инициалы, фамилия, подпись)
5	6	7	8	9	10	11	12

Краткие указания по заполнению журнала ежедневного (ежесменного) осмотра ГНС, ГНП

Для станций, работающих в односменном режиме, ежедневный осмотр станции проводится перед включением оборудования в работу.

В графах 2–6 записываются неисправности или отклонения в работе технологического оборудования, газопроводов, арматуры, средств измерений, сведения о выявленных утечках газа, которые не устранены на конец рабочего дня. При нормальной работе станции делается отметка «Замечаний нет».

В графе 7 указывается общее количество газа на конец рабочего дня.

В графе 8 указывается порядковый номер резервуара, из которого произведен слив воды, и время слива. Периодичность слива воды устанавливается руководством ГНС (ГНП).

В графах 9–11 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 прошнурован, страницы пронумерованы.

Журнал находится у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления.

Приложение 19

к Правилам
по обеспечению

промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ ежедневного (ежесменного) осмотра АГЗС

Начат ____ 20__ г.

Окончен ____ 20__ г.

Левая сторона разворота

Дата, время приема смены	Состояние оборудования АГЗС при техническом осмотре		
	территории, производственных и бытовых помещений, освещения территории	газопроводов, резервуаров, средств измерений, арматуры	технологического блока и блока управления
1	2	3	4

Правая сторона разворота

наполнительных и сливных колонок	наличие автоцистерн, находящихся под сливом газа	Наличие газа в резервуарах	Должность, инициалы, фамилия, подпись лица, сдавшего смену	Должность, инициалы фамилия, подпись лица, принявшего смену (проводившего ежедневный

				осмотр)
5	6	7	8	9

Краткие указания по заполнению журнала ежедневного (ежесменного) осмотра
АГЗС

Журнал применяется при одно- и многосменной работе АГЗС и оформляется при приеме смены (ежедневном осмотре).

В графах 2–5 записываются недостатки или отклонения в работе газопроводов, арматуры, средств измерений, технологического оборудования, сведения о выявленных утечках газа, которые не устранены на момент сдачи смены. При нормальной работе станции делается отметка «Замечаний нет».

В графе 6 указывается наличие автоцистерн под сливом (государственный номер автоцистерны).

В графе 7 указывается общее количество газа на момент сдачи смены.

Журнал должен быть прошнурован, страницы пронумерованы.

Журнал находится у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления.

Приложение 20

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ
регистрации проверок предохранительных клапанов

Начат _____ 20__ г.

Окончен _____ 20__ г.

Левая сторона разворота

Тип клапана, заводской номер, место установки	Отметка об исправности								
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Правая сторона разворота

			Результаты проверки срабатывания клапанов				Ответственный исполнитель работ (инициалы, фамилия, подпись)
октябрь	ноябрь	декабрь	I полугодие		II полугодие		
			дата	срабатывание при заданном давлении настройки	дата	срабатывание при заданном давлении настройки	
11	12	13	14	15	16	17	18

Краткие указания по 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 прошнурован, страницы пронумерованы.

Журнал находится у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газораспределительной системы и газопотребления.

Приложение 21

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

**ЖУРНАЛ
учета работы оборудования насосно-компрессорного
отделения ГНС, ГНП**

Начат ____ 20__ г.

Окончен ____ 20__ г.

Левая сторона разворота

				Время работы	Температура газа, °С	Давление газа, МПа	Давлени е масла,
--	--	--	--	-----------------	----------------------	--------------------	---------------------

	и включения приточно-вытяжной вентиляции, ч, мин	компрессора	компрессора за рабочий день, ч, мин	компрессора с начала эксплуатации (нарастающий итог), ч, мин	на всасывании	на нагнетании	на всасывании	на нагнетании	МПа
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	Ответственный исполнитель работ (инициалы, фамилия, подпись)
порядковый номер резервуара	количество газа в уровнях						на всасывании	на нагнетании		
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Краткие указания по заполнению журнала учета работы оборудования насосно-компрессорного отделения ГНС, ГНП

Журнал применяется для ежедневного учета работы оборудования насосно-компрессорного отделения.

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.

		чий день), ч, мин	мин					
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Краткие указания по 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 прошнурован, страницы пронумерованы.

Журнал заполняется оператором АГЗС и подписывается лицом, ответственным за производство работ.

Журнал находится в операторской АГЗС.

Приложение 23

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ учета дегазированных баллонов

Начат ____ 20__ г.

Окончен ____ 20__ г.

Дата	Номер баллона	Тип и номер средства измерения	Отсутствие загазованности проверил	
			подпись	инициалы, фамилия
1	2	3	4	5

Краткие указания по заполнению журнала учета дегазированных баллонов

Журнал применяется для ежедневного учета дегазированных баллонов.

Отметка о дате учета делается перед началом работы.

В журнале указывается тип и номер средства измерения, которым проверяется уровень загазованности баллонов.

Журнал заполняется и подписывается лицом, производившим проверку.

Журнал должен быть прошнурован, страницы пронумерованы.

Журнал находится у мастера ГНС и выдается на руки лицу, производящему проверку, перед началом работы.

Приложение 24

к Правилам
по обеспечению
промышленной
безопасности
в области газоснабжения

(наименование организации (подразделения))

ЖУРНАЛ учета контрольного взвешивания наполненных баллонов

Начат ____ 20__ г.

Окончен ____ 20__ г.

№ п/п	Номер баллона	Фактическая масса наполненного баллона, кг	Масса пустого баллона с вентиляем (по паспорту), кг	Результаты взвешивания (отклонения) \pm , кг	Место направления баллона	Инициалы, фамилия, подпись лица, производившего контрольное взвешивание
1	2	3	4	5	6	7

Краткие указания по 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 прошнурован, страницы пронумерованы.

Журнал находится у лица, производившего контрольное взвешивание баллонов СУГ.