Федеральная служба по экологическому,
технологическому и атомному надзору



Серия 12

Документы по безопасности,
надзорной и разрешительной деятельности
в газовом хозяйстве

Выпуск 4

ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

ПБ 12-529–03

2009

gost.e-ecolog.ru

Федеральная служба по экологическому,
технологическому и атомному надзору

Серия 12
Документы по безопасности,
надзорной и разрешительной деятельности
в газовом хозяйстве

Выпуск 4

ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

ПБ 12-529–03

2-е издание, дополненное

Москва
НТЦ «Промышленная безопасность»
2009

ББК 38.763
П68

Редакционная комиссия:
Б.А. Красных, А.А. Сорокин, А.С. Нечаев, А.А. Феоктистов, Е.Н. Кокорев, В.С. Котельников, Т.Н. Хомчик, М.А. Маевский, А.Н. Миронов, Л.Г. Паскаль, Л.С. Полонский, Р.А. Стандрик, С.Н. Скородумов, В.В. Тарасов, В.Е. Удовенко, А.В. Шерстобитов, А.Л. Шурайц

П68 **Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления (ПБ 12-529–03). Серия 12. Выпуск 4** / Колл. авт. — 2-е изд., доп. — М.: Научно-технический центр по безопасности в промышленности, 2009. — 208 с.

ISBN 978-5-9687-0029-2.

Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления регламентируют требования промышленной безопасности в области газораспределения и газопотребления природного углеводородного газа (метана).

В настоящих Правилах, впервые разработанных, учтены положения существующего законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности, а также требования действующих нормативных правовых актов.

ББК 38.763

Научно-технический центр по безопасности в промышленности (НТЦ «Промышленная безопасность») — официальный издатель и распространитель нормативных актов Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (*приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору* от 20.04.06 № 384)

Официальное издание

ISBN 978-5-9687-0029-2



© Оформление. Научно-технический центр по безопасности в промышленности, 2009

За содержание нормативных документов, изданных другими издателями, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору ответственность не несет

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 6
1.1. Сфера действия и порядок применения 12
1.2. Требования к должностным лицам и обслуживающему персоналу 16
2. Проектирование 22
2.1. Проектирование систем газораспределения и газопотребления 22
2.2. Газораспределительные сети 25
2.3. Защита наружных газопроводов от электрохимической коррозии 30
2.4. Запорная, регулирующая арматура, предохранительные устройства 31
2.5. Газорегуляторные пункты и установки 35
2.6. Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ) 41
2.7. Газопотребляющие системы 41
3. Строительство 44
3.1. Строительство газораспределительных систем, организация проведения строительно-монтажных работ 44
3.2. Контроль качества строительно-монтажных работ 50
3.3. Испытания и приемка в эксплуатацию газопроводов 56
4. Идентификация и регистрация систем газораспределения и газопотребления 63
5. Эксплуатация объектов систем газораспределения и газопотребления 65
5.1. Общие требования 65

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

5.2. Организация технического обслуживания и ремонта опасных производственных объектов систем газопотребления 67
5.3. Наружные газопроводы и сооружения 68
5.4. Текущий и капитальный ремонт наружных газопроводов 75
5.5. Техническое диагностирование газопроводов 79
5.6. Газорегуляторные пункты 81
5.7. Взрывозащищенное электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, системы автоматизации и сигнализации 85
5.8. Средства защиты газопроводов от коррозии 88
5.9. Внутренние газопроводы и газоиспользующие установки, производственные, отопительно-производственные и отопительные котельные 91
6. Проектирование, строительство и эксплуатация газопроводов на территориях с особыми условиями 97
6.1. Общие требования 97
6.2. Вечномерзлые грунты 100
6.3. Просадочные грунты 102
6.4. Набухающие грунты 103
6.5. Элювиальные грунты 104
6.6. Пучинистые грунты 104
6.7. Сейсмические районы 105
6.8. Подрабатываемые территории 108
6.9. Горные районы 113
6.10. Пересечение болот 115
6.11. Засоленные грунты 117
6.12. Насыпные грунты 117
7. Особые требования взрывобезопасности при эксплуатации систем газоснабжения тепловых электрических станций (ТЭС) и котельных 119
8. Особые требования взрывобезопасности при проектировании, строительстве и эксплуатации газотурбинных (ГТУ) и парогазовых (ПГУ) установок 136
8.1. Проектирование 136

8.2. Требования к трубам, арматуре, приводам и другим устройствам систем газоснабжения 147
8.3. Электроснабжение, электрооборудование, заземление, молниезащита и отопление 149
8.4. Строительство и приемка в эксплуатацию 152
8.5. Эксплуатация объектов газового хозяйства 155
8.6. Технологический контроль, автоматизация, сигнализация, защиты и блокировки 165
8.7. Наружные газопроводы и сооружения 170
9. Здания и сооружения 170
10. Газоопасные работы 171
11. Локализация и ликвидация аварийных ситуаций 182
Приложение 1. Периодичность обхода трасс подземных газопроводов в зависимости от места прохождения трассы 187
Приложение 2. Наряд-допуск на производство газоопасных работ 191
Приложение 3. Журнал регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ 194
Приложение 4. Минимальные расстояния от объектов, расположенных на территории электростанции, до газопроводов систем газоснабжения ГТУ и ПГУ 195
Приложение 5. Перечень специализированных блоков комплексной поставки для систем газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭС 196
Приложение 6. Минимальные расстояния от объектов ТЭС до здания ППГ 197
Приложение 7. Рекомендуемые системы вентиляции для установок и помещений систем газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭС с давлением природного газа свыше 1,2 МПа 198
Приложение 8. Наименьшее расстояние от газопроводов и сооружений ГТУ и ПГУ до провода высоковольтных линий (ВЛ) 199
По вопросам применения требований Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления (ПБ 12-529–03) 200

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Утверждены
постановлением Госгортехнадзора
России от 18.03.03 № 9,
зарегистрированным
Министерством юстиции
Российской Федерации 04.04.03 г.,
регистрационный № 4376

ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ*

ПБ 12-529–03

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основные термины и определения

В целях настоящих Правил используются следующие термины и определения:

Газораспределительная система — имущественный производственный комплекс, состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям.

Газораспределительная сеть — технологический комплекс газораспределительной системы, состоящий из наружных газопроводов поселений (городских, сельских и других поселений), включая межпоселковые, от выходного отключающего устройства газораспределительной станции (ГРС) или иного источника газа до вводного газопровода к объекту газопотребления. В газораспределительную сеть входят сооружения на газопроводах, средства электрохимической защиты, газорегуляторные пункты (ГРП, ГРПБ), шкафные регуляторные пункты (ШРП), автома-

* Опубликованы в «Российской газете» от 29.05.03 № 102. (*Примеч. изд.*)

тизированная система управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ).

Наружный газопровод — подземный, наземный и надземный газопровод, проложенный вне зданий до отключающего устройства перед вводным газопроводом или до футляра при вводе в здание в подземном исполнении.

Распределительный газопровод — газопровод газораспределительной сети, обеспечивающий подачу газа от источника газоснабжения до газопроводов-вводов к потребителям газа.

Межпоселковый газопровод — газопровод газораспределительной сети, проложенный вне территории поселений.

Газопровод-ввод — газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства перед вводным газопроводом или футляром при вводе в здание в подземном исполнении.

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

Внеплощадочный газопровод — распределительный газопровод, обеспечивающий подачу газа от источника газоснабжения к промышленному потребителю, находящийся вне производственной территории предприятия.

Внутриплощадочный газопровод — участок распределительного газопровода (ввод), обеспечивающий подачу газа к промышленному потребителю, находящийся внутри производственной территории предприятия.

Изделие (техническое устройство) — единица промышленной продукции, на которую документация должна соответствовать требованиям государственных стандартов ЕСКД, ЕСТД и ЕСПД, устанавливающим комплектность и правила оформления сопроводительной документации. Требования строительных норм и правил на конструкцию изделия и сопроводительную документацию не распространяются.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность». 2009

Расчетное давление — максимальное избыточное давление в газопроводе, на которое производится расчет на прочность при обосновании основных размеров, обеспечивающих надежную эксплуатацию в течение расчетного ресурса.

Расчетный ресурс эксплуатации — суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

Расчетный срок службы — календарная продолжительность от начала эксплуатации или возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

Соединительные детали (фитинги) — элементы газопровода, предназначенные для изменения его направления, присоединения, ответвлений, соединения участков.

Диагностика — область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов (газопроводов и сооружений).

Техническое обслуживание — комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия (технического устройства) при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

Ремонт — комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий (газопроводов и сооружений) и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей.

Газорегуляторный пункт (ГРП), установка (ГРУ) — технологическое устройство, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях.

Шкафной газорегуляторный пункт (ШРП) — технологическое устройство в шкафном исполнении, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях.

Газорегуляторный пункт блочный (ГРПБ) — технологическое устройство полной заводской готовности в транспортабельном блочном исполнении, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях.

Газоопасные работы — работы, выполняемые в загазованной среде или при которых возможен выход газа.

Огневые работы — работы, связанные с применением открытого огня.

Опасная концентрация газа — концентрация (объемная доля газа) в воздухе, превышающая 20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени.

Неразрушающий контроль — определение характеристик материалов без разрушения изделий или изъятия образцов.

Аттестация технологии сварки (пайки) — процедура определения показателей и характеристик сварных (паяных) соединений труб и соединительных деталей, проводимая в целях подтверждения технических и организационных возможностей организации выполнять по аттестуемой технологии сварные (паяные) соединения, отвечающие требованиям нормативно-технической документации.

Область распространения аттестации технологии сварки — пределы признания основных величин и параметров испытаний технологии.

Системы газопотребления — имущественный производственный и технологический комплекс, состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и использования газа в качестве топлива в газоиспользующем оборудовании.

Сеть газопотребления — производственный и технологический комплекс системы газопотребления, включающий сеть внутренних газопроводов, газовое оборудование, систему автоматики безопасности и регулирования процесса сгорания газа, газоиспользующее оборудование, здания и сооружения, размещенные на одной производственной территории (площадке).

Газифицированная производственная котельная — помещения, где размещены один и более котлов при суммарной тепловой мощности установленного оборудования 360 кВт и более.

Газифицированное производственное помещение, цех — производственное помещение, где размещено газовое и газопотребляющее

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

оборудование, предназначенное для использования природного газа в качестве топлива в целях применения указанного оборудования в технологическом (производственном) процессе.

Газоиспользующее оборудование (установка) — оборудование, где в технологическом процессе используется газ в качестве топлива. В качестве газоиспользующего оборудования могут использоваться котлы, турбины, печи, газопоршневые двигатели, технологические линиии и другое оборудование.

Заключение экспертизы промышленной безопасности — документ, содержащий обоснованные выводы о соответствии или несоответствии объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности.

Охранная зона газораспределительной сети — территория с особыми условиями использования, устанавливаемая вдоль трасс газопроводов и вокруг других объектов газораспределительной сети в целях обеспечения нормальных условий ее эксплуатации и исключения возможности ее повреждения.

Эксплуатационная (газораспределительная) организация газораспределительной сети (ГРО) — специализированная организация, осуществляющая эксплуатацию газораспределительной сети и оказывающая услуги, связанные с подачей газа потребителям. Эксплуатационной организацией может быть организация — собственник этой сети либо организация, заключившая с организацией — собственником сети договор на ее эксплуатацию.

Противоаварийная защита — устройство аварийного отключения газа.

Блокировка — устройство, обеспечивающее невозможность пуска газа или включение агрегата при нарушении персоналом требований безопасности.

Сигнализация — устройство, обеспечивающее подачу звукового или светового сигнала при достижении предупредительного значения контролируемого параметра.

Режим резерва — состояние газоиспользующей установки, при котором газ не сжигается и избыточное давление в газопроводах

отсутствует. Запорная арматура на отводе газопровода к установке должна быть в положении «закрыто».

Режим консервации, режим ремонта — режим, при котором газопроводы установки освобождены от газа и отключены с установкой заглушки.

Газовые котлы — котлы, предназначенные для сжигания углеводородных газов.

Предохранительный запорный клапан (ПЗК) — устройство, обеспечивающее прекращение подачи газа, у которого скорость приведения рабочего органа в закрытое положение составляет не более 1 с.

Предохранительный сбросной клапан (ПСК) — устройство, обеспечивающее защиту газового оборудования от недопустимого повышения давления газа в сети.

«Теплый ящик» — замкнутое пространство, примыкающее к котлу, в котором расположены вспомогательные элементы (коллекторы, камеры, входные и выходные участки экранов и др.).

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

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

Газовая турбина — устройство для выработки электроэнергии, использующее в качестве рабочего тела продукты сгорания органического топлива.

Парогазовая установка — устройство, включающее радиационные и конвективные поверхности нагрева, генерирующие и перегревающие пар для работы паровой турбины за счет сжигания органического топлива и утилизации теплоты продуктов сгорания,

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

используемых в газовой турбине в качестве рабочего тела, в которую могут входить: газовая(ые) турбина(ы), генератор(ы), котел-утилизатор с дожиганием или без дожигания, энергетический котел, паровая турбина(ы) типа Р, К, Т.

Газовоздушный тракт — система воздухопроводов и дымо- и газопроводов, включая внутритопочное пространство газоиспользующей установки.

Сварочные аппараты для сварки полиэтиленовых труб и деталей:

с ручным управлением, на которых сварка производится вручную при визуальном или частично автоматическом контроле за ее режимом, с регистрацией результатов контроля в журнале производства работ и (или) с распечаткой соответствующего программе протокола;

со средней степенью автоматизации, на которых сварка производится с использованием компьютерной программы параметров сварки и полного контроля за режимом сварки с распечаткой результатов контроля в виде протокола;

с высокой степенью автоматизации, на которых сварка производится с использованием компьютерной программы, имеющей параметры сварки и контроля за технологией процесса сварки (в том числе автоматическое удаление нагревательного элемента), а также полную распечатку протокола с регистрацией результатов сварки на каждый стык.

1.1. Сфера действия и порядок применения

1.1.1. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления (далее — Правила) разработаны в соответствии с Положением о Федеральном горном и промышленном надзоре России, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 03.12.2001 № 841[1], и учитывают требования Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97

[1] Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 50, ст. 4742.

№ 116-ФЗ[2], а также других действующих нормативных правовых актов и нормативно-технических документов.

1.1.2. Деятельность по проектированию, строительству, расширению, реконструкции, техническому перевооружению, консервации и ликвидации, а также изготовлению, монтажу, наладке, обслуживанию и ремонту, применяемых в системах газораспределения и газопотребления технических устройств, регулируется также Общими правилами промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности, утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 18.10.2002 № 61-А, зарегистрированным Минюстом России 28.11.2002 г., рег. № 3968[3].

1.1.3. Настоящие Правила устанавливают специальные требования промышленной безопасности к проектированию, строительству, монтажу, реконструкции и эксплуатации систем газораспределения и газопотребления природных газов, используемых в качестве топлива, а также к применяемому в этих системах оборудованию (техническим устройствам).

1.1.4. Правила распространяются на:

наружные газопроводы поселений, включая межпоселковые;

наружные (внутриплощадочные), внутренние газопроводы и газовое оборудование (технические устройства) промышленных, сельскохозяйственных и других производств;

наружные и внутренние газопроводы и газовое оборудование (технические устройства) тепловых электрических станций (ТЭС), в том числе внутриплощадочные газопроводы с давлением газа свыше 1,2 МПа к газотурбинным и парогазовым установкам, пункты подготовки газа, включая блоки редуцирования и компримирования, очистки, осушки, подогрева и дожимающие компрессорные станции;

наружные и внутренние газопроводы и газовое оборудование (технические устройства) районных тепловых станций (РТС), производственных, отопительно-производственных и отопительных

[2] Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3588.

[3] Российская газета, 05.12.2002, № 231.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

котельных, в том числе отдельно стоящих, встроенных, пристроенных и крышных;

газорегуляторные пункты (ГРП), газорегуляторные пункты блочные (ГРПБ), газорегуляторные установки (ГРУ) и шкафные регуляторные пункты (ШРП);

средства защиты стальных газопроводов от электрохимической коррозии;

системы и средства автоматизированного управления технологическими процессами распределения и потребления газа;

здания и сооружения на газопроводах.

1.1.5. Правила не распространяются на:

автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС);

технологические (внутриплощадочные) газопроводы и газовое оборудование металлургических производств[4];

магистральные газопроводы и газопроводы-отводы с давлением газа свыше 1,2 МПа;

технологические (внутриплощадочные) газопроводы и газовое оборудование химических, нефтехимических, нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих производств, использующих природный газ в качестве сырья;

технологические (внутриплощадочные) газопроводы и газовое оборудование газодобывающих производств;

объекты хранения, транспортирования и использования сжиженных углеводородных газов (пропан — бутан);

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

специальное газовое и газоиспользующее оборудование военного назначения;

экспериментальные газопроводы и опытные образцы газового оборудования;

[4] Производства цветной металлургии, использующие только природный углеводородный газ в качестве топлива, вправе руководствоваться настоящими Правилами.

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

внутренние газопроводы и газовое оборудование производственных, административных, общественных и бытовых зданий, где газ используется для пищеприготовления или лабораторных целей;

системы автономного отопления и горячего водоснабжения административных, общественных и бытовых зданий с котлами и теплогенераторами, без выработки тепловой энергии для производственных целей и (или) предоставления услуг при суммарной тепловой мощности установленного оборудования менее 100 кВт.

1.1.6. Деятельность по эксплуатации опасных производственных объектов систем газораспределения (эксплуатация газовых сетей) и газопотребления (эксплуатация взрывоопасных объектов), а также по экспертизе промышленной безопасности этих объектов подлежит лицензированию в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации*.

1.1.7. Внедрение производственных процессов и технологий, образцов газового оборудования (технических устройств) и средств автоматизации должно осуществляться по техническим условиям, разработанным и утвержденным в установленном порядке заказчиком и согласованным с Госгортехнадзором России**.

1.1.8. В соответствии со статьей 12 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ[5] по каждому факту возникновения аварии должно проводиться техническое расследование их причин.

Расследование аварий должно проводиться в соответствии с Положением о порядке технического расследования причин аварий на

* В соответствии с действующим законодательством деятельность по эксплуатации газовых сетей не лицензируется. Лицензирование эксплуатации взрывоопасных производственных объектов заменено лицензированием эксплуатации взрывопожароопасных производственных объектов. (*Примеч. изд.*)

** Указами Президента Российской Федерации от 09.03.04 № 314 и от 20.05.04 № 649 функции Федерального горного и промышленного надзора России (Госгортехнадзора России) переданы Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзору). (*Примеч. изд.*)

[5] Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3588.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

опасных производственных объектах (РД 03-293–99)*, утвержденным постановлением Госгортехнадзора России от 08.06.99 № 40 и зарегистрированным в Минюсте России 02.07.99 г., рег. № 1819[6].

Организации обязаны анализировать причины возникновения инцидентов на указанных объектах, принимать меры по устранению их причин и профилактике.

Расследование несчастных случаев на объектах, подконтрольных органам Госгортехнадзора России, должно проводиться в соответствии со статьями 227–231 Трудового кодекса Российской Федерации[7] с учетом постановления Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 24.10.2002 № 73 «Об утверждении форм документов, необходимых для расследования и учета несчастных случаев на производстве, и Положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях»[8], зарегистрированного в Минюсте России 05.12.2002 г., рег. № 3999.

1.1.9. Организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты систем распределения и потребления газа, обязаны зарегистрировать их в государственном реестре в соответствии с Правилами регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 24.11.98 № 1371[9].

1.2. Требования к должностным лицам и обслуживающему персоналу

1.2.1. Руководители и специалисты, осуществляющие деятельность по проектированию, строительству, монтажу и эксплуатации

* Не подлежит применению на основании приказа Ростехнадзора от 23.04.08 № 261, зарегистрированного Минюстом России 22.05.08 г., регистрационный № 11734. Действует Порядок проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (РД-03-28—2008), утвержденный этим же приказом Ростехнадзора. (*Примеч. изд.*)

[6] Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, 26.07.1999, № 30.

[7] Российская газета, 31.12.2001, № 256.

[8] Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, 13.01.2003, № 2, с. 88–123.

[9] Российская газета, 01.12.1998, № 228.

опасных производственных объектов систем газораспределения и газопотребления, перечисленных в п. 1.1.4, ведению технического надзора за строительством, монтажом, наладкой и испытаниями оборудования (технических устройств), изготовлению газового оборудования (технических устройств), экспертизе промышленной безопасности, подготовке кадров для опасных производственных объектов, должны пройти аттестацию (проверку знаний требований промышленной безопасности, настоящих Правил и других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, отнесенных к компетенции аттестуемых) в объеме, соответствующем должностным обязанностям и установленной компетенции.

Порядок проведения аттестации должен соответствовать Положению о порядке подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России*, утвержденному постановлением Госгортехнадзора России от 30.04.2002 № 21, зарегистрированным в Минюсте России 31.05.2002 г., рег. № 3489[10].

Рабочие должны пройти обучение и проверку знаний по безопасным методам и приемам выполнения работ в объеме требований инструкций, отнесенных к их трудовым обязанностям.

1.2.2. Сварщики перед допуском к сварке газопроводов и специалисты сварочного производства, осуществляющие руководство и технический контроль за проведением сварочных работ, должны быть аттестованы в соответствии с требованиями Правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства (ПБ 03-273–99), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 30.10.98 № 63, зарегистрированным в Минюсте России 04.03.99 г., рег. № 1721[11].

* Не подлежит применению на основании приказа Ростехнадзора от 06.04.07 № 208, зарегистрированного Минюстом России 06.07.07 г., рег. № 9776. Действует Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (РД-03-19–2007), утвержденное приказом Ростехнадзора от 29.01.07 № 37, зарегистрированным Минюстом России 22.02.07 г., регистрационный № 9133. (*Примеч. изд.*)

[10] Российская газета, 18.06.2002, № 107.

[11] Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, 22.03.1999, № 11–12.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Операторы сварочных машин и специалисты сварочного производства по монтажу полиэтиленовых газопроводов должны быть аттестованы в порядке, установленном Госгортехнадзором России.

1.2.3. Технический контроль за качеством сварочных работ (сварных соединений) неразрушающими методами контроля при строительстве и монтаже газопроводов, техническом диагностировании газопроводов и технических устройств должен осуществляться лабораториями, аттестованными в установленном порядке.

Специалисты неразрушающего контроля должны быть аттестованы в соответствии с требованиями Правил аттестации специалистов неразрушающего контроля* (ПБ 03-440–02), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 23.01.2002 № 3, зарегистрированным в Минюсте России 17.04.2002 г., рег. № 3378[12].

Специалисты, осуществляющие контроль сварочных работ (сварных соединений) разрушающими методами и контроль за изоляционными работами на газопроводах, должны быть обучены и аттестованы в установленном порядке по программам, согласованным с территориальными органами Госгортехнадзора России.

1.2.4. Учебные программы подготовки руководителей и специалистов, а также экзаменационные билеты в соответствии с требованиями Положения о порядке подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России**, утвержденного постановлением Госгортехнадзора России от 30.04.2002 № 21, зарегистрированным в Минюсте России 31.05.2002 г., рег. № 3489[13], подлежат согласованию с органами Госгортехнадзора России.

1.2.5. К выполнению газоопасных работ допускаются руководители, специалисты и рабочие, обученные технологии проведения газоопасных работ, правилам пользования средствами индиви-

* Следует читать «Правил аттестации персонала в области неразрушающего контроля». (*Примеч. изд.*)

[12] Российская газета, 29.05.2002, № 94.

** См. примечание издателя к п. 1.2.1. (*Примеч. изд.*)

[13] Российская газета, 18.06.2002, № 107.

дуальной защиты (противогазами и спасательными поясами), способам оказания первой (доврачебной) помощи, аттестованные и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности в объеме настоящих Правил.

Проверка теоретических знаний может проводиться одновременно с аттестацией и оформлением общего протокола, в котором указывается о наличии допуска к выполнению газоопасных работ.

Практические навыки должны отрабатываться на учебных полигонах с действующими газопроводами и газовым оборудованием или на рабочих местах с соблюдением мер безопасности, по программам, согласованным с территориальными органами Госгортехнадзора России.

Перед допуском к самостоятельному выполнению газоопасных работ (после проверки знаний) каждый должен пройти стажировку под наблюдением опытного работника в течение первых десяти рабочих смен.

Стажировка и допуск к самостоятельному выполнению газоопасных работ оформляются решением по организации.

1.2.6. Предаттестационная подготовка может проводиться в аккредитованных организациях, занимающихся подготовкой руководителей и специалистов в области промышленной безопасности, а также в области деятельности, на которую распространяются требования настоящих Правил.

Руководители и специалисты со средним (по профилю работы) или высшим техническим образованием могут проходить первичную проверку знаний без дополнительного обучения.

Первичное обучение рабочих безопасным методам и приемам труда, в том числе допускаемых к выполнению газоопасных работ, должно проводиться в аккредитованных организациях (подразделениях организаций), занимающихся подготовкой кадров в области деятельности, на которую распространяются требования настоящих Правил.

Организации (подразделения организаций), занимающиеся подготовкой кадров в области промышленной безопасности, а также в области деятельности, на которую распространяются тре-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

бования настоящих Правил, должны располагать в необходимом количестве штатными аттестованными специалистами (преподавателями), учебной и методической базой.

1.2.7. Аттестация (проверка знаний в области промышленной безопасности, настоящих Правил и других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, отнесенных к компетенции аттестуемых в соответствии с их должностными обязанностями и установленной компетенцией) должна проводиться аттестационной комиссией организаций с участием представителя органов Госгортехнадзора России.

1.2.8. Члены аттестационных комиссий должны проходить аттестацию в центральных или территориальных аттестационных комиссиях Госгортехнадзора России.

1.2.9. Аттестация проводится периодически в сроки:

у руководителей и специалистов один раз в 3 года;

у рабочих (проверка знаний безопасных методов труда и приемов выполнения работ) один раз в 12 мес.

Проверке знаний рабочих должна предшествовать их дополнительная теоретическая подготовка по программам, разработанным с учетом профиля работ и утвержденным техническим руководителем организации.

Лица, ответственные за подготовку кадров, предварительно уведомляют территориальные органы Госгортехнадзора России о времени и месте проведения аттестации в целях обеспечения участия в работе аттестационной комиссии представителя территориальных органов Госгортехнадзора России. Такое уведомление целесообразно подавать не менее чем за 5 дней.

Необходимость участия инспектора в комиссии при повторной проверке знаний (аттестации) устанавливает территориальный орган Госгортехнадзора России.

1.2.10. Первичная, очередная и внеочередная аттестация (проверка знаний требований промышленной безопасности, настоящих Правил и других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов) проводится в соответствии с Положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций,

осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России*, утвержденным постановлением Госгортехнадзора России от 30.04.2002 № 21, зарегистрированным в Минюсте России 31.05.2002 г., рег. № 3489[14].

1.2.11. Результаты экзаменов оформляются протоколом с указанием вида работ, которые может выполнять лицо, прошедшее аттестацию (проверку знаний), в том числе в качестве членов аттестационных комиссий.

На основании протокола успешной первичной проверки знаний выдается удостоверение за подписью председателя комиссии и представителя органов Госгортехнадзора России.

1.2.12. Лица, не сдавшие экзамены, должны в месячный срок пройти повторную проверку знаний.

Вопрос о соответствии занимаемой должности лиц, не сдавших экзамены, решается в порядке, установленном трудовым законодательством.

1.2.13. Рабочие при переводе на другую работу, отличающуюся по условиям и характеру требований инструкций, должны пройти обучение в объеме, соответствующем новому рабочему месту, и сдать экзамены.

1.2.14. Лицам, допустившим нарушения требований промышленной безопасности, настоящих Правил и других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов и инструкций по безопасному ведению работ, может быть назначена внеочередная проверка знаний.

1.2.15. Контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, настоящих Правил и других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов должен осуществляться в соответствии с Положением о производственном контроле, согласованным с территориальным органом Госгортехнадзора России, разработанным с учетом профиля производственного объекта, на основании Правил организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности

* См. примечание издателя к п. 1.2.1. (*Примеч. изд.*)

[14] Российская газета, 18.06.2002, № 107.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

на опасном производственном объекте, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 10.03.99 № 263[15].

1.2.16. Производственный контроль за проектированием и выполнением строительно-монтажных работ должен проводиться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов в области проектирования и строительства, согласованных с Госгортехнадзором России.

1.2.17. Ответственность за организацию и осуществление производственного контроля несут руководитель организации и лица, на которых решением руководителя организации возложены такие обязанности.

1.2.18. В соответствии со статьей 17 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ[16] лица, виновные в нарушении указанного Федерального закона, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ

2.1. Проектирование систем газораспределения и газопотребления

2.1.1. Проекты на строительство (реконструкцию) систем газораспределения и газопотребления, их элементов, включая защиту газопроводов от электрохимической коррозии и производство работ, вправе выполнять организации, имеющие специалистов с опытом работы в этой области и нормативно-техническую базу.

2.1.2. Проектная документация подлежит экспертизе промышленной безопасности в установленном порядке*.

2.1.3. Проекты систем газораспределения поселений и газопотребления производств должны быть разработаны с учетом требований настоящих Правил, строительных норм и правил и других нормативных документов, согласованных с Госгортехнадзором России.

[15] Собрание законодательства Российской Федерации, 15.03.1999, № 11, ст. 1305.

[16] Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3588.

* В соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» экспертизе промышленной безопасности подлежит проектная документация только на расширение, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта. (*Примеч. изд.*)

2.1.4. Принятые проектные решения должны позволять обеспечить бесперебойное и безопасное газоснабжение и возможность оперативного отключения потребителей газа.

2.1.5. Разработка проектной документации на строительство газопроводов, как правило, должна осуществляться на основании утвержденных в установленном порядке схем газоснабжения поселений.

Проектная схема газораспределительной сети и конструкция газопровода должны обеспечивать безопасную и надежную эксплуатацию газопровода в пределах нормативного срока эксплуатации, транспортировку газа с заданными параметрами по давлению и расходу, а также не допускать образования конденсатных закупорок.

2.1.6. Требования настоящих Правил распространяются на газопроводы и сооружения на них:

высокого давления I-а категории свыше 1,2 МПа на территории тепловых электрических станций к газотурбинным и парогазовым установкам;

высокого давления I категории свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно;

высокого давления II категории свыше 0,3 до 0,6 МПа включительно;

среднего давления III категории свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно;

низкого давления IV категории до 0,005 МПа включительно.

2.1.7. Предусматриваемые в проектах материалы, газовое оборудование (технические устройства), в том числе импортные, должны быть сертифицированы и иметь разрешение Госгортехнадзора России на их применение в соответствии с требованиями Положения о порядке выдачи разрешений на применение технических устройств на опасных производственных объектах*, утвержденного

* Утратил силу на основании приказа Ростехнадзора от 29.02.08 № 112, зарегистрированного Минюстом России 19.03.08 г., регистрационный № 11363. Действует Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по выдаче разрешений на применение конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах, утвержденный этим же приказом Ростехнадзора. (*Примеч. изд.*)

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

постановлением Госгортехнадзора России от 14.06.2002 № 25, зарегистрированным в Минюсте России 08.08.2002 г., рег. № 3673[17].

2.1.8. Перечень технических устройств и материалов, подлежащих сертификации и требующих наличия разрешения Госгортехнадзора России на применение, устанавливается в соответствии с законодательством Российской Федерации.

2.1.9. Проекты газораспределительных сетей следует выполнять на топографических планах, разработанных в единой государственной или местной системе координат, оформленных и зарегистрированных в установленном порядке.

Проекты должны содержать данные геолого-гидрологических изысканий.

2.1.10. Проектная документация систем газораспределения и газопотребления до утверждения должна быть согласована заказчиком с газораспределительной организацией на соответствие ее выданным техническим условиям и подлежит повторному согласованию, если в течение 24 мес не было начато строительство.

2.1.11. Технические условия на присоединение к газораспределительной сети выдаются, как правило, газораспределительными организациями.

2.1.12. Технические условия должны включать сведения о точке подключения на газораспределительной сети с указанием месторасположения ее в плане, давлении газа в точке подключения, диаметре и материале труб, средствах электрохимической защиты (для стального газопровода), а также данные о коррозионной агрессивности грунтов и наличии источников блуждающих токов.

2.1.13. Проектная документация на строительство, реконструкцию и техническое перевооружение объектов газоснабжения подлежит экспертизе промышленной безопасности*.

2.1.14. Экспертизе промышленной безопасности подлежат проекты:

схем газоснабжения республик, краев, областей, районов, городских и сельских поселений;

[17] Российская газета, 14.08.2002, № 151.

* См. примечание издателя к п. 2.1.2. (*Примеч. изд.*)

газораспределительных газопроводов, в том числе защиты газопроводов от электрохимической коррозии;

автоматизации технологических процессов распределения газа в поселениях;

систем газопотребления промышленных, сельскохозяйственных и других производств, тепловых электрических станций (ТЭС), районных тепловых станций (РТС), производственных, отопительно-производственных и отопительных котельных, включая системы автоматики безопасности и регулирования процессами горения газа.

2.1.15. Экспертизе промышленной безопасности подлежат здания, в которых размещено газовое и газоиспользующее оборудование (здания котельных, ГРП, ГРПБ, цехов), а также сооружения (газоходов и дымовых труб). Экспертиза проводится при экспертизе проектной документации, при перепрофилировании здания, ранее не предназначавшегося для размещения в нем газоиспользующего оборудования, после воздействия на здание нагрузок от аварий газоиспользующего оборудования, а также после истечения срока службы.

2.1.16. Для выполнения работ по экспертизе промышленной безопасности проектов газификации, техническому диагностированию должны привлекаться эксперты, аттестованные в порядке, утвержденном Госгортехнадзором России.

Экспертиза промышленной безопасности проектной документации осуществляется в установленном порядке.

2.1.17. В соответствии со статьей 13 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ[18] заключение экспертизы промышленной безопасности рассматривается и утверждается органами Госгортехнадзора России.

2.2. Газораспределительные сети

2.2.1. Выбор условий прокладки газопровода и расстояния по горизонтали и вертикали от газопровода до сопутствующих инженерных коммуникаций, а также зданий, сооружений, естественных и искус-

[18] Собрание законодательства Российской Федерации, 28.07.1997, № 30, ст. 3588.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность». 2009

ственных преград следует предусматривать с учетом строительных норм и правил, утвержденных федеральным органом исполнительной власти, специально уполномоченным в области строительства, а также других нормативно-технических документов, утвержденных и (или) согласованных Госгортехнадзором России.

2.2.2. В проектах следует предусматривать, как правило, подземную прокладку газопроводов. Наземная и надземная прокладка газопроводов должна осуществляться при соответствующем обосновании.

Заглубление газопроводов следует предусматривать не менее 0,8 м до верха трубы.

Для стальных газопроводов в местах, где не предусмотрено движение транспорта и сельскохозяйственных машин (межпоселковые газопроводы), — не менее 0,6 м.

2.2.3. Допускается наземная и надземная прокладка газопроводов, в том числе внутриплощадочных, совмещенных с другими инженерными коммуникациями, в случаях когда нет противоречий с другими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

Расстояния между трубопроводами принимаются из условия технологичности и удобства проведения работ при строительстве и эксплуатации.

При прокладке газопроводов по стенам зданий и сооружений расстояние (в свету) до ограждающих конструкций должно приниматься не менее половины диаметра газопровода.

Отвод земли под газопровод должен иметь ширину, равную поперечному габариту сооружений на подземном газопроводе и наибольшей длине траверсы (ригеля), включая консоли опор, эстакад, переходов.

2.2.4. При надземной прокладке не допускается размещение арматуры, разъемных соединений в пределах габаритов автомобильных и пешеходных мостов, а также над железнодорожными и автомобильными дорогами.

Устройство компенсаторов за счет углов поворота трассы газопроводов в пределах габаритов автомобильных и железных дорог допускается при обосновании их безопасности.

2.2.5. Расчеты конструкций газопроводов на прочность и устойчивость, а также гидравлический расчет газопроводов должны производиться по соответствующим методическим документам, утвержденным в установленном порядке.

2.2.6. Расчет газопроводов должен производиться на сочетание нагрузок, действующих на газопровод, по времени действия, направлению, а также на нагрузки, вызванные грунтовыми и природными условиями (пучение, просадки, сейсмические воздействия, подработка территорий и др.).

При расчете нагрузок, действующих на газопровод, следует учитывать собственную массу трубы и арматуры, предварительное напряженное состояние газопроводов, температурные перепады, возможное воздействие дополнительных нагрузок при оползневых и паводковых явлениях.

2.2.7. Для надземных газопроводов при наличии вибрационных нагрузок или расположенных в сейсмических районах следует предусматривать крепления, обеспечивающие их перемещение и не допускающие сброса газопровода с опор.

2.2.8. При надземной прокладке газопроводов следует предусматривать стандартные подвижные и неподвижные опорные части или выполненные по типовым или отдельным проектам.

Пролет между опорами следует определять с учетом деформаций опор, вызываемых природными воздействиями. При прогнозируемых деформациях грунта конструкция опоры, как правило, должна предусматривать возможность восстановления проектного положения газопровода.

2.2.9. Надземные газопроводы должны прокладываться на опорах, эстакадах, переходах, выполненных из негорючих материалов.

Шаг опор газопровода следует определять с учетом нагрузок от газопроводов, воздействия грунтов на опоры, а также природных воздействий. Высота прокладки должна приниматься в соответствии со строительными нормами и правилами.

2.2.10. Участки надземного газопровода между неподвижными опорами следует рассчитывать с учетом воздействий на них изме-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

нений температуры стенки трубы, давления. Для компенсации этих воздействий следует использовать самокомпенсацию газопроводов за счет углов поворотов трассы или компенсаторов заводского изготовления (линзовые, сильфонные).

2.2.11. При выборе материалов труб, арматуры, соединительных деталей и изделий для газопроводов и технических устройств для систем газопотребления следует руководствоваться утвержденной номенклатурой, с учетом давления, расчетных температур и других условий.

2.2.12. Толщина стенки трубы должна быть не менее 3 мм для подземных и наземных в обваловании газопроводов и 2 мм для надземных и наземных без обвалования.

Толщину стенок труб для подводных переходов следует принимать на 2 мм больше расчетной, но не менее 5 мм, на переходах через железные дороги общей сети — на 3 мм больше расчетной, но не менее 5 мм.

Стальные трубы должны содержать углерода не более 0,25 %, серы — 0,056 %, фосфора — 0,046 %.

Величина эквивалента углерода для углеродистых и низколегированных сталей не должна превышать 0,46 %.

2.2.13. Требования к материалу труб из полиэтилена, маркировке и методам испытаний полиэтиленовых труб для газопроводов должны соответствовать государственным стандартам.

Использование вторичного полиэтилена для изготовления газовых труб не допускается.

2.2.14. Полиэтиленовые трубы, используемые при строительстве газопроводов, должны быть изготовлены из полиэтилена с минимальной длительной прочностью (MRS) не менее 8,0 МПа.

При строительстве полиэтиленовых газопроводов можно использовать трубы и соединительные детали, имеющие различное значение MRS.

2.2.15. Прокладка подземных газопроводов из полиэтиленовых труб допускается:

на территории поселений — давлением до 0,3 МПа;

вне территории поселений (межпоселковые) — давлением до 0,6 МПа.

Коэффициент запаса прочности должен приниматься не менее 2,5.

2.2.16. Допускается предусматривать прокладку подземных газопроводов из полиэтиленовых труб давлением свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа на территории поселений с одно-двухэтажной и коттеджной застройкой с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8.

Для поселений численностью до 200 жителей допускается прокладка подземных газопроводов из полиэтиленовых труб давлением до 0,6 МПа с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5.

2.2.17. Не допускается прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб:

при возможном снижении температуры стенки трубы в процессе эксплуатации ниже −15 °С;

для транспортировки газов, содержащих ароматические и хлорированные углеводороды, а также жидкой фазы сжиженных углеводородных газов;

в районах с сейсмичностью свыше 7 баллов на территории поселений из труб с коэффициентом запаса прочности ниже 2,8 мерной длины без 100 %-ного контроля ультразвуковым методом сварных стыковых соединений;

надземно, наземно, внутри зданий, а также в тоннелях, коллекторах и каналах;

на переходах через искусственные и естественные преграды (через железные дороги общей сети и автомобильные дороги I–III категории, под скоростными дорогами, магистральными улицами и дорогами общегородского значения, а также через водные преграды шириной более 25 м при меженном горизонте и болота III типа с коэффициентом запаса прочности ниже 2,8 и при значении отношения номинального наружного диаметра трубы к номинальной толщине стенки трубы (SDR) более 11.

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

2.2.19. Надземные газопроводы при пересечении высоковольтных линий электропередачи должны иметь защитные устройства,

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

предотвращающие падение на газопровод электропроводов в случае их обрыва.

Сопротивление заземления газопровода и его защитного устройства должно быть не более 10 Ом.

2.2.20. Расстояния между газопроводом и электропроводами в местах пересечения и при параллельной прокладке должны приниматься в соответствии с правилами устройства электроустановок.

2.2.21. Газопроводы при прокладке через стены должны выполняться в стальных футлярах. Внутренний диаметр футляра должен определяться исходя из возможных деформаций зданий и сооружений, но быть не менее чем на 100 мм больше диаметра газопровода. Зазоры между газопроводом и футляром должны уплотняться эластичным материалом.

2.2.22. Колодцы для размещения запорной арматуры и компенсаторов должны иметь габариты, обеспечивающие их монтаж и эксплуатацию.

Конструкция колодцев должна быть водостойкой по отношению к грунтовым водам.

2.3. Защита наружных газопроводов от электрохимической коррозии

2.3.1. В техническое задание на проектирование подземного стального газопровода должен быть включен раздел по его защите от электрохимической коррозии.

2.3.2. Объем и содержание проектно-сметной документации по защите газопроводов от электрохимической коррозии определяются на стадии проектирования газопроводов.

2.3.3. Защита от электрохимической коррозии подземных стальных газопроводов, стальных вставок на полиэтиленовых газопроводах, футляров, проложенных открытым способом, должна осуществляться защитными изоляционными покрытиями усиленного типа, а в грунтах высокой коррозионной агрессивности или при опасном действии блуждающих токов — дополнительно средствами электрохимической защиты (ЭХЗ).

2.3.4. Для стальных вставок длиной не более 10 м на линейной части полиэтиленовых газопроводов и участков соединения полиэтиленовых газопроводов со стальными вводами в здания (непосредственно перед зданием и при наличии электроизолирующих вставок на вводах) допускается ЭХЗ не предусматривать.

Засыпка траншеи в этом случае по всей протяженности и глубине должна быть песчаной.

2.3.5. Разработка проекта защиты от электрохимической коррозии (ЭХЗ) должна производиться на основании технического задания заказчика, согласованного с эксплуатирующей (газораспределительной) организацией.

2.3.6. Проект защиты от электрохимической коррозии должен быть выполнен с учетом наиболее рациональных технико-экономических решений.

2.3.7. Проектная организация обязана установить авторский надзор за реализацией проекта защиты в процессе строительства и по результатам надзора выполнять корректировку проектных решений (при необходимости) до ввода газопровода в эксплуатацию.

2.3.8. Установка контрольно-измерительных пунктов на газопроводах в городских и сельских поселениях должна предусматриваться с интервалом не более 200 м, вне территории городских и сельских поселений — не более 500 м.

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

Наружные газопроводы, проложенные по фасадам зданий, могут окрашиваться под цвет ограждающих конструкций здания.

2.4. Запорная, регулирующая арматура, предохранительные устройства

2.4.1. Газопроводы для обеспечения безопасной эксплуатации оснащаются запорной и регулирующей арматурой, предохрани-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

тельными устройствами, средствами защиты, автоматизации, блокировок и измерения.

Перед горелками газоиспользующих установок должна предусматриваться установка автоматических быстродействующих запорных клапанов (ПЗК) с герметичностью затвора класса А в соответствии с государственным стандартом и временем закрытия до 1 с.

Прекращение подачи электроэнергии от внешнего источника должно вызывать закрытие клапана без дополнительного подвода энергии от других внешних источников.

2.4.2. На трубопроводах безопасности должна предусматриваться установка автоматических быстродействующих запорных клапанов типа «НО» с временем открытия до 1 с.

Прекращение подачи электроэнергии от внешнего источника должно вызывать открытие клапана без дополнительного подвода энергии от других внешних источников.

2.4.3. Количество и места размещения запорной и регулирующей арматуры, предохранительных устройств, средств защиты, автоматизации, блокировок и измерения должны быть предусмотрены проектной организацией с учетом обеспечения безопасной эксплуатации газоиспользующего оборудования в период его работы без вмешательства обслуживающего персонала, а также удобного обслуживания и ремонта газопроводов и газового оборудования (технических устройств) в соответствии с настоящими Правилами.

2.4.4. Запорная арматура на наружных газопроводах может устанавливаться в колодцах или без них (в киосках).

Допускается размещать запорную арматуру в грунте, если это предусмотрено конструкцией изделия.

2.4.5. Конструкция запорной, регулирующей арматуры, предохранительных устройств, приборов защиты электрических цепей, автоматики безопасности, блокировок и измерений должна соответствовать требованиям нормативно-технической документации, согласованной с Госгортехнадзором России.

2.4.6. Конструкция запорной, регулирующей арматуры и предохранительных устройств должна обеспечивать герметичность затвора не менее класса В, стойкость к транспортируемой среде в течение срока службы, установленного изготовителем.

2.4.7. Запорная и регулирующая арматура должна быть предназначена для газовой среды. Разрешается применение запорной арматуры, предназначенной для другой среды при условии герметичности ее затвора не ниже арматуры, предназначенной для газовой среды.

2.4.8. Материал арматуры следует принимать исходя из климатических условий и рабочего давления газа.

2.4.9. В качестве отключающих устройств на полиэтиленовых газопроводах используется полиэтиленовая или металлическая арматура.

2.4.10. Арматура должна иметь маркировку на корпусе, в которой указывается:

наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;

условный проход;

условное или рабочее давление и температура среды;

направление потока среды.

Арматура должна поставляться с инструкцией по эксплуатации.

2.4.11. Арматура диаметром 100 мм и выше должна поставляться с паспортом установленной формы, где указываются изготовитель, номер изделия, сведения о герметичности, результаты контроля.

На арматуру диаметром до 100 мм допускается оформление паспорта на партию в количестве не более 50 единиц.

2.4.12. Сильфонные (цельнометаллические) компенсаторы допускается предусматривать на газопроводах для компенсации воздействий от изменений температурных и других перемещений, а также для снижения вибрационных нагрузок на газопроводах при условии их равнопрочности.

2.4.13. Линзовые компенсаторы допускается предусматривать на газопроводах давлением до 0,6 МПа включительно для компенсации продольных деформаций, вызванных изменением температуры.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Применение П-образных компенсаторов не нормируется, сальниковых компенсаторов не допускается.

2.4.14. На маховиках арматуры должно быть обозначено направление вращения при открытии и закрытии арматуры.

Запорная арматура с приводом должна поставляться с инструкцией по эксплуатации.

2.4.15. Запорная арматура, устанавливаемая вне помещений, должна иметь электропривод в исполнении, соответствующем интервалу температур наружного воздуха, указанному в технических паспортах на электроприводы, а также должна быть защищена от атмосферных осадков.

2.4.16. Устанавливаемая на газопроводах арматура должна быть легкодоступна для управления, обслуживания и ремонта.

2.4.17. Арматуру следует располагать на участках газопроводов с минимальными значениями изгибающих и крутящих напряжений.

Арматуру массой более 500 кг следует располагать на горизонтальных участках газопроводов, предусматривая для нее специальные опоры или подвески.

2.4.18. Для удобства установки заглушек на стальных газопроводах в проекте должны предусматриваться разъемные соединения для установки поворотной или листовой заглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой.

Заглушки должны быть рассчитаны на максимальное допустимое давление в газопроводе и иметь хвостовик, выступающий за пределы фланцев с клеймением (давление, диаметр).

2.4.19. Конструкция регуляторов давления газа должна обеспечивать:

зону пропорциональности, не превышающую ±20 % верхнего предела настройки выходного давления для комбинированных регуляторов и регуляторов баллонных установок и ±10 % для всех других регуляторов;

зону нечувствительности не более 2,5 % верхнего предела настройки выходного давления;

постоянную времени (время переходного процесса регулирова-

ния при резких изменениях расхода газа или входного давления), не превышающую 60 с.

2.4.20. Относительная нерегулируемая протечка газа через закрытые клапаны двухседельных регуляторов допускается не более 0,1 % номинального расхода; для односедельного клапана герметичность затворов должна соответствовать классу А по государственному стандарту.

Допустимая нерегулируемая протечка газа при применении в качестве регулирующих устройств поворотных заслонок не должна превышать 1 % пропускной способности.

2.4.21. Точность срабатывания предохранительных запорных клапанов (ПЗК) должна составлять ±5 % заданных величин контролируемого давления для ПЗК, устанавливаемых в ГРП, и ±10 % для ПЗК в шкафных ГРП, ГРУ и комбинированных регуляторах.

2.4.22. Предохранительные сбросные клапаны (ПСК) должны обеспечивать открытие при превышении установленного максимального рабочего давления не более чем на 15 %.

Давление, при котором происходит полное закрытие клапана, устанавливается соответствующим стандартом или техническими условиями на изготовление клапанов.

Пружинные ПСК должны быть снабжены устройством для их принудительного открытия.

На газопроводах низкого давления допускается установка ПСК без приспособления для принудительного открытия.

2.4.23. Допустимое падение давления газа на фильтре устанавливается заводом-изготовителем. Фильтры должны иметь штуцера для присоединения к ним дифманометров или других устройств для определения перепада давления на фильтре.

2.5. Газорегуляторные пункты и установки

2.5.1. Для снижения давления газа и поддержания его в заданных параметрах в газораспределительных сетях следует предусматривать газорегуляторные пункты (ГРП), в том числе блочные (ГРПБ),

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность». 2009

шкафные регуляторные пункты (ШРП) и газорегуляторные установки (ГРУ).

2.5.2. ГРП, ГРПБ и ШРП следует располагать в соответствии со строительными нормами и правилами.

2.5.3. Предусматривать ГРП встроенными и пристроенными к жилым, общественным, административным и бытовым зданиям (кроме зданий производственного характера), а также размещать их в подвальных и цокольных помещениях зданий не допускается.

2.5.4. Здания ГРП должны относиться к I–II степени огнестойкости класса С0, быть одноэтажными, бесподвальными с совмещенной кровлей.

Допускается размещение ГРП встроенными в одноэтажные газифицируемые производственные здания, котельные, пристроенными к газифицируемым производственным зданиям, бытовым зданиям производственного назначения, на покрытиях газифицируемых производственных зданий I–II степени огнестойкости класса С0, с негорючим утеплителем и на открытых огражденных площадках, а также в контейнерах ГРПБ.

ГРПБ следует располагать отдельно стоящими. Конструкция контейнеров ГРПБ, как правило, должна состоять из трехслойных ограждающих конструкций (двух слоев металла и утеплителя из негорючих материалов).

Здания, к которым допускается пристраивать и встраивать ГРП, должны быть не ниже II степени огнестойкости класса С0 с помещениями категорий Г и Д. Строительные конструкции зданий (в пределах примыкания) ГРП должны быть противопожарными I типа, газонепроницаемыми.

Здания ГРП и ГРПБ должны иметь покрытие (совмещенную кровлю) легкой конструкции массой не более 70 кг/м^2 (при условии уборки снега в зимний период).

Применение покрытий из конструкций массой более 70 кг/м^2 допускается при устройстве оконных проемов, световых фонарей или легкосбрасываемых панелей общей площадью не менее 500 см^2 на 1 м^3 внутреннего объема помещения.

2.5.5. Помещения, в которых расположены газорегуляторные установки (ГРУ), а также отдельно стоящие и пристроенные ГРП и ГРПБ, должны отвечать требованиям для помещений категории А.

Материал полов, устройство окон и дверей помещений регуляторных залов должны исключать образование искр.

2.5.6. Стены и перегородки, отделяющие помещения категории А от других помещений, следует предусматривать противопожарными I типа, газонепроницаемыми, они должны опираться на фундамент. Швы стен и фундаментов всех помещений ГРП должны быть перевязаны. Разделяющие стены из кирпича следует оштукатуривать с двух сторон.

2.5.7. Вспомогательные помещения должны иметь самостоятельный выход наружу из здания, не связанный с технологическим помещением.

Двери ГРП и ГРПБ следует предусматривать противопожарными, открывающимися наружу.

2.5.8. Устройство дымовых и вентиляционных каналов в разделяющих стенах (внутренних перегородках), а также в стенах здания, к которым пристраивается (в пределах примыкания) ГРП, не допускается.

2.5.9. Необходимость отопления помещения ГРП следует определять в зависимости от климатических условий.

Максимальная температура теплоносителя не должна превышать 130 °С.

При устройстве автономного отопления отопительный аппарат следует размещать в изолированном помещении, имеющем самостоятельный выход.

Трубы подводки газа и системы отопления, а также другие коммуникации при проходе через стену регуляторного зала ГРП (ГРПБ) должны иметь уплотнения, исключающие проникновения газа.

Допускается отапливать помещения ГРП электрическими приборами, размещаемыми непосредственно в этих помещениях при условии выполнения их во взрывобезопасном исполнении.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность». 2009

2.5.10. В помещениях ГРП следует предусматривать естественное и (или) искусственное освещение и естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую не менее трехкратного воздухообмена в 1 час.

Для помещений объемом более 200 м^3 воздухообмен производится по расчету, но не менее однократного воздухообмена в 1 час.

2.5.11. Размещение оборудования, газопроводов, арматуры и приборов должно обеспечивать их удобное обслуживание и ремонт.

Ширина основного прохода в помещениях должна составлять не менее 0,8 м.

2.5.12. В ГРП, ГРПБ, ШРП, ГРУ следует предусматривать, как правило, установку: фильтра, предохранительного запорного клапана (ПЗК), регулятора давления газа, предохранительного сбросного клапана (ПСК), запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов (КИП), приборов учета расхода газа (при необходимости), а также устройство обводного газопровода (байпаса) с установкой последовательно двух отключающих устройств и продувочного трубопровода между ними на случай ремонта оборудования.

Второе по ходу газа отключающее устройство должно обеспечивать его плавное регулирование.

Допускается не предусматривать установку ПЗК в ГРП промышленных предприятий, если по условиям производства не допускаются перерывы в подаче газа, при условии расчета газопровода из ГРП на прочность по входному давлению.

В этих случаях должна быть предусмотрена сигнализация о повышении или понижении давления газа сверхдопустимых пределов.

Устройство байпаса при подаче газа на установки, рассчитанные на работу только в автоматическом режиме и допускающие перерывы в газопотреблении, а также в ШРП, при газоснабжении индивидуальных домов допускается не предусматривать.

2.5.13. Установку ПЗК следует предусматривать перед регулятором давления.

ПЗК должен обеспечивать защиту газового оборудования и газоиспользующих установок поселений и отдельных потребителей от превышения давления за регулятором выше нормативной величины.

Установку ПСК необходимо предусматривать за регулятором давления, а при наличии расходомера — после расходомера.

ПСК должен обеспечивать сброс газа в атмосферу исходя из условий кратковременного повышения давления, не влияющего на промышленную безопасность и нормальную работу газового оборудования потребителей.

Расчет пропускной способности ПСК должен производиться по нормам, утвержденным в установленном порядке.

Перед ПСК следует предусматривать отключающее устройство, которое должно быть опломбировано в открытом положении.

2.5.14. Выбор регулятора давления следует производить по максимальному расчетному расходу газа потребителями и требуемому перепаду давления. Пропускную способность регулятора давления следует принимать на 15—20 % больше максимального расчетного расхода газа, а выходное давление — в пределах не более 10 % номинального.

2.5.15. В ГРП следует предусматривать продувочные и сбросные трубопроводы, которые выводятся наружу в места, обеспечивающие безопасные условия для рассеивания газа, но не менее чем на 1 м выше карниза или парапета здания.

Для ШРП пропускной способностью до 400 м^3/ч газа допускается предусматривать вывод сбросного газопровода от ПСК за заднюю стенку шкафа и осуществлять продувку газопроводов до и после регулятора через предусмотренные штуцера с отключающими устройствами с помощью шлангов, выведенных в безопасное место.

2.5.16. Фильтрующие материалы, используемые в фильтрах для очистки газа от механических примесей, не должны образовывать с газом химических соединений и разрушаться от его воздействия.

2.5.17. Класс точности манометров должен быть не ниже 1,5.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

2.5.18. Перед каждым манометром должна быть предусмотрена установка трехходового крана или аналогичного устройства для проверки и отключения манометра.

2.5.19. В ГРП могут быть установлены телефоны в технологических помещениях во взрывозащищенном исполнении или в обыкновенном исполнении снаружи здания. Допускается использование обслуживающим персоналом сотовых телефонов.

2.5.20. Допускается размещение ГРУ непосредственно у газоиспользующей установки.

2.5.21. Не допускается размещать ГРУ в помещениях категорий А и Б.

2.5.22. При внутреннем объеме здания ГРП более 500 м^3 следует предусматривать внутреннее пожаротушение.

2.5.23. Категория электроприемников ГРП (ГРПБ) должна отвечать требованиям правил устройства электроустановок.

2.5.24. Электрооборудование должно быть во взрывозащищенном исполнении.

2.5.25. В ГРП (ГРПБ) должно быть предусмотрено рабочее и аварийное освещение.

2.5.26. Молниезащита зданий ГРП (ГРПБ), а также ШРП должна предусматриваться в соответствии с действующими нормативными документами.

2.5.27. Оборудование ШРП следует размещать в металлическом шкафу, имеющем надежные запоры. Необходимость отопления шкафа решается исходя из климатических условий площадки строительства и данных заводов-изготовителей на оборудование ШРП.

2.5.28. Система обогрева ШРП должна обеспечивать требования промышленной безопасности и нормальную работу оборудования.

2.6. Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ)

2.6.1. Газораспределительные сети городских поселений с населением свыше 100 тыс. человек должны иметь автоматизированную систему управления технологическим процессом распределения газа. АСУ ТП РГ должна предусматриваться при проектировании, реконструкции и техническом перевооружении газораспределительных сетей и должна обеспечивать:

мониторинг режима работы технологического оборудования;

безопасность и охрану производственных объектов;

анализ и оптимальное управление режимами распределения газа;

формирование информации для оперативного персонала аварийно-диспетчерских служб при локализации аварийных ситуаций на участках газораспределительной сети;

учет газа;

защиту информации от несанкционированного доступа;

возможность наращивания функциональных задач.

2.6.2. Для размещения технических средств АСУ ТП РГ допускается использовать наружные аппаратные киоски, а также приспособленные помещения производственных зданий. Аппаратные помещения должны отвечать требованиям, предъявляемым к помещениям КИП в ГРП.

2.6.3. Пункты управления рекомендуется оборудовать диспетчерскими телефонными станциями, внутренней сигнализацией и аппаратурой для звукозаписи телефонных сообщений. Допускается их размещение в помещениях аварийно-диспетчерских служб (АДС).

2.7. Газопотребляющие системы

2.7.1. Газовое оборудование зданий непроизводственного назначения следует предусматривать с отводом продуктов сгорания в атмосферу и с постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с кратностью обмена воздуха, определяемой расчетом,

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность». 2009

но не менее трехкратного воздухообмена в час в рабочее и однократного в нерабочее время.

2.7.2. Для теплоснабжения таких зданий допускается предусматривать установку отопительного газового оборудования тепловой мощностью до 360 кВт во встроенных или в пристроенных помещениях.

2.7.3. Помещение, предназначенное для установки отопительного газового оборудования, должно иметь:

высоту не менее 2,5 м;

естественную вентиляцию, при этом размеры вытяжных и приточных устройств определяются расчетом;

оконные проемы с площадью остекления из расчета 0,03 $м^2$ на 1 $м^3$ объема помещения и ограждающие от смежных помещений конструкции с пределом огнестойкости не менее REI 45.

2.7.4. Для сезонного отопления помещений допускается предусматривать оборудование конвективного и радиационного действия (камины, калориферы, термоблоки) заводского изготовления с отводом продуктов сгорания.

2.7.5. Установку отопительного газового оборудования суммарной тепловой мощностью свыше 360 кВт следует предусматривать в соответствии с требованиями, предъявляемыми к котельным.

2.7.6. Для отопления зданий и помещений разрешается применять горелки инфракрасного излучения в соответствии с нормативными требованиями и областью их применения.

2.7.7. Прокладку газопроводов следует предусматривать, как правило, открытой. При скрытой прокладке должен быть обеспечен доступ к газопроводу.

В местах пересечения строительных конструкций зданий газопроводы следует прокладывать в футлярах.

При прокладке газопроводов в полах монолитной конструкции на вводах и выпусках следует предусматривать футляры, выступающие над полом не менее чем на 30 мм.

2.7.8. Прокладку газопроводов в местах прохода людей следует предусматривать на высоте не менее 2 м.

2.7.9. Разрешается открытая транзитная прокладка газопроводов без разъемных соединений в обоснованных случаях через помещения общественного назначения, встроенные в существующие здания, производственные помещения зданий, при условии круглосуточного доступа в них обслуживающего персонала.

2.7.10. Внутренние газопроводы следует выполнять из металлических труб, как правило, на сварке. Присоединение к газопроводам газового оборудования, КИП, газогорелочных устройств переносного, передвижного и временного газового оборудования разрешается предусматривать гибкими рукавами, предназначенными для этих целей, с учетом стойкости их к транспортируемому газу, давлению и температуре.

2.7.11. Соединения труб должны быть неразъемными. Разъемные соединения разрешается предусматривать в местах присоединения газового оборудования, газоиспользующих установок, арматуры и КИП, а также на газопроводах обвязки газового оборудования и газоиспользующих установок, если это предусмотрено документацией завода-изготовителя.

2.7.12. Уплотняющие материалы разъемных соединений должны обеспечивать их герметичность во всех режимах эксплуатации газопровода.

2.7.13. Установку отключающих устройств на газопроводах следует предусматривать:

на вводе газопровода внутри помещения;

перед промышленными газовыми счетчиками (если для отключения счетчика невозможно использовать отключающее устройство на вводе);

на ответвлениях к газовому оборудованию, газоиспользующим установкам и КИП;

перед промышленными и запально-защитными горелками газоиспользующих установок согласно государственным стандартам;

на продувочных газопроводах;

на вводе газопровода в котельную или производственное здание внутри помещения при размещении ГРУ или газового счетчика на расстоянии более 10 м от места ввода.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Установка отключающих устройств на газопроводах при их скрытой и транзитной прокладке не допускается.

2.7.14. Вентиляция газифицируемых помещений зданий должна соответствовать требованиям строительных норм и правил по технологии размещенных в них производств.

2.7.15. Расстояния в свету между газопроводом и сооружениями связи и проводного вещания следует принимать в соответствии с действующими правилами.

2.7.16. Расстояния в свету между газопроводом и сооружениями электроснабжения и при их пересечении следует принимать в соответствии с правилами устройства электроустановок.

2.7.17. При переводе существующих теплогенерирующих установок с твердого или жидкого топлива на газообразное в проекте производится расчет объемной плотности теплового потока, определяются достаточность сечения дымоходов и вентиляции, а также производительность и давление дымососов и дутьевых вентиляторов.

2.7.18. Расстояние от газовых горелок до ограждающих конструкций зданий должно быть не менее 1 м.

3. СТРОИТЕЛЬСТВО

3.1. Строительство газораспределительных систем, организация проведения строительно-монтажных работ

3.1.1. На стадии строительства должны обеспечиваться соблюдение технологии производства строительно-монтажных работ, выполнение технических решений, предусмотренных проектной документацией на строительство газопровода, а также использование соответствующих материалов и изделий.

3.1.2. При обнаружении в процессе строительства газопровода несоответствия расположения инженерных коммуникаций, принятых в проекте по данным топографических планов, а также несоответствия фактических геолого-гидрологических данных на

объекте строительства данным инженерных изысканий ведение работ по строительству газопровода согласовывается с проектной организацией.

3.1.3. Изменения в проекте согласовываются с проектной, газораспределительной (эксплуатационной) организациями и территориальным органом Госгортехнадзора России, утвердившим экспертное заключение по проекту*.

3.1.4. Строительство систем газораспределения и газопотребления должно выполняться по утвержденным проектам.

За качеством строительства заказчиком организуется технический надзор.

3.1.5. Строительство наружных (в том числе межпоселковых) газопроводов вправе осуществлять организации, специализирующиеся в области строительства инженерных систем (коммуникаций) и трубопроводного транспорта, имеющие аттестованных монтажников, сварщиков, специалистов сварочного производства, соответствующую производственную базу и аттестованную лабораторию контроля качества сварочно-монтажных и изоляционных работ в порядке, установленном Госгортехнадзором России.

Допускается привлечение лаборатории контроля качества сварочно-монтажных и изоляционных работ, аттестованной и аккредитованной в порядке, установленном Госгортехнадзором России.

3.1.6. Утвержденная и согласованная проектная документация до начала строительства, реконструкции и технического перевооружения систем газораспределения и газопотребления, а также заключение экспертизы промышленной безопасности представляются в территориальный орган Госгортехнадзора России**.

Заключения экспертизы промышленной безопасности рассматриваются и утверждаются территориальным органом Госгортехнадзора России в установленном порядке на:

городские наружные и межпоселковые газопроводы;

* См. примечание издателя к п. 2.1.2. (*Примеч. изд.*)

** См. примечание к п. 2.1.13. (*Примеч. изд.*)

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

схемы (системы) газораспределения поселений;

наружные и внутренние газопроводы промышленных, сельскохозяйственных и других производств, тепловых электрических станций (ТЭС), районных тепловых станций (РТС), производственных, отопительно-производственных и отопительных котельных (систем газопотребления).

3.1.7. Заключение экспертизы промышленной безопасности оформляется в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Госгортехнадзором России.

3.1.8. О начале строительства строительно-монтажная организация уведомляет территориальный орган Госгортехнадзора России не менее чем за 10 дней.

При представлении плана объемов строительно-монтажных работ на квартал срок уведомления о начале строительства может быть сокращен до 5 дней.

3.1.9. Заказчик должен организовать разбивку трассы в соответствии с проектом. Результаты разбивки трассы оформляются актом в установленном порядке, а также записью в журнале производства работ.

При производстве земляных работ следует обеспечить установленную проектом глубину траншеи и подготовку основания под газопровод. Выполнение указанных работ должно быть оформлено актом в установленном порядке.

3.1.10. Засыпка траншеи после укладки стального газопровода должна производиться на подготовленную, при необходимости с предварительной присыпкой песком, постель, с последующей присыпкой песком и уплотнением грунта с коэффициентом уплотнения в соответствии с проектом производства работ.

Допускается присыпка газопровода местным консистентным грунтом мелких фракций, не коррозионно-агрессивных к стали и биостойких по отношению к изоляции.

3.1.11. Вдоль трассы стальных подземных газопроводов должны предусматриваться опознавательные знаки, предусмотренные

Правилами охраны газораспределительных сетей, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 20.11.2000 № 878.

На опознавательных знаках должны предусматриваться привязки газопровода, глубина его заложения и номер телефона аварийно-диспетчерской службы.

3.1.12. Вдоль трассы газопровода из полиэтиленовых труб следует предусматривать укладку сигнальной ленты желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью «Огнеопасно — газ» на расстоянии 0,2 м от верхней образующей газопровода.

3.1.13. На участках пересечений газопроводов (в том числе межпоселковых) с подземными инженерными коммуникациями сигнальная лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения.

Для межпоселкового полиэтиленового газопровода допускается вместо опознавательных знаков совместно с сигнальной лентой прокладывать изолированный алюминиевый или медный провод с выводом под ковер для возможности подключения аппаратуры.

На границах участков трассы при бестраншейной прокладке следует устанавливать опознавательные знаки.

3.1.14. Расстояния от газопроводов до зданий и сооружений должны приниматься по нормам и правилам, утвержденным федеральным органом исполнительной власти, специально уполномоченным в области строительства, и согласованным с Госгортехнадзором России.

3.1.15. Охранные зоны газораспределительных сетей и земельные участки с ограниченной хозяйственной деятельностью, входящие в охранные зоны, устанавливаются в порядке, предусмотренном Правилами охраны газораспределительных сетей, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 20.11.2000 № 878[19].

[19] Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, № 48, ст. 4694.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

3.1.16. Соединение элементов газопроводов должно производиться сваркой. Допускается предусматривать фланцевые соединения в местах установки арматуры.

Резьбовые соединения допускается предусматривать на стальных наружных газопроводах низкого и среднего давления в местах установки арматуры.

На полиэтиленовых газопроводах применение резьбовых соединений (заглушка на седелке) допускается в случаях, если конструкция изделия обеспечивает безопасность при рабочем давлении и имеет разрешение Госгортехнадзора России на ее промышленное применение.

Резьбовые и фланцевые соединения должны размещаться в местах, открытых и доступных для монтажа, визуального наблюдения, обслуживания и ремонта. Не допускается применение фланцевых соединений с гладкой уплотняющей поверхностью.

Соединение полиэтиленовых газопроводов должно производиться сваркой нагретым инструментом встык или с помощью соединительных деталей с закладными электронагревателями.

Соединения стального газопровода с полиэтиленовым, а также в случаях присоединения к металлической арматуре следует предусматривать неразъемными «полиэтилен-сталь». Разъемные соединения «полиэтилен-сталь» допускается предусматривать в местах присоединения арматуры, имеющей фланцы или резьбовое соединение.

3.1.17. Соединительные детали газопроводов могут быть изготовлены по государственным стандартам или техническим условиям в центральных заготовительных мастерских (ЦЗМ), в мастерских строительных и монтажных организаций, оснащенных необходимым оборудованием и наличием системы обеспечения качества продукции.

3.1.18. При строительстве и монтаже газопроводов, изготовлении оборудования должны применяться технология сварки и сварочное оборудование, обеспечивающие качество сварки.

3.1.19. Фланцы и крепежные детали, применяемые для присоединения арматуры, приборов и оборудования к газопроводам, а также материалы, применяемые в качестве уплотнительных и смазочных средств для обеспечения герметичности соединений, должны соответствовать государственным стандартам или техническим условиям.

3.1.20. Электроды, сварочная проволока, флюсы должны подбираться в соответствии с маркой свариваемой стали и технологией сварки, а также с температурой наружного воздуха, при которой осуществляется строительство газопровода.

3.1.21. Газовая сварка с применением ацетилена допускается для газопроводов давлением до 0,3 МПа, диаметром не более 150 мм, с толщиной стенок до 5 мм — со скосом кромок, с толщиной стенок до 3 мм — без скоса кромок.

Газовая сварка с применением пропан-бутана допускается только для газопроводов давлением до 0,005 МПа и диаметром не более 50 мм.

3.1.22. Другие виды сварки (контактная сварка оплавлением, индукционная пайка и др.) могут применяться для газопроводов давлением до 0,005 МПа в соответствии с технологией, согласованной с Госгортехнадзором России.

Качество сварного соединения должно обеспечивать его равнопрочность с основным металлом.

3.1.23. На сварочных стыках подземных газопроводов должна быть нанесена маркировка (клеймо сварщика), выполнившего сварку. Способ маркировки должен обеспечить ее сохранность в течение эксплуатации газопровода. При заварке стыка несколькими сварщиками клейма проставляются на границах свариваемых участков.

На сварочные стыки полиэтиленовых газопроводов должны быть оформлены журналы производства работ и (или, как правило, автоматически) протоколы, позволяющие установить время и режим сварки, а также сварщика, выполнившего сварку.

3.1.24. Прихватки на стальном газопроводе должны выпол-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

няться материалами, предназначенными для сварки основного соединения.

3.1.25. Технология укладки газопроводов должна обеспечивать сохранение поверхности трубы, изоляционных покрытий и соединений.

3.1.26. На внутренних газопроводах, а также в ГРП и ГРУ при врезках ответвлений до 50 мм включительно (в том числе импульсных линий) расстояние от швов вваривaемых штуцеров до кольцевых швов основного газопровода должно быть не менее 50 мм.

3.1.27. Заделка сварных и резьбовых соединений газопроводов в стены не допускается.

3.1.28. При установке газового оборудования кроме требований проекта следует выполнять требования заводских инструкций по монтажу.

3.2. Контроль качества строительно-монтажных работ

3.2.1. Организации, осуществляющие строительство, монтаж и ремонт газопроводов, обязаны обеспечить контроль производства работ на всех стадиях руководителями и специалистами строительных и монтажных организаций и персоналом лабораторий в установленном порядке.

3.2.2. Контроль включает проверку:

аттестации персонала;

наличия аттестации технологии сварки;

наличия аттестации сварочного и контрольного оборудования, аппаратуры, приборов и инструментов;

качества материалов (стальных и полиэтиленовых труб, изоляционных покрытий, сварочных, в том числе материалов для дефектоскопии);

основания под газопровод;

организации и осуществления операционного контроля (визуального и измерительного) сварных соединений;

организации и осуществления контроля качества сварных со-

единений разрушающими и неразрушающими (радиографическим, ультразвуковым) методами, а также контроля качества изоляционных покрытий;

организации контроля исправления дефектов.

3.2.3. Входной контроль качества труб, деталей и узлов газопроводов, арматуры, изоляционных и других материалов должен производиться специалистами аттестованной в установленном порядке лаборатории.

3.2.4. Заключения, радиографические снимки, магнитные ленты или диаграммы хранятся в строительно-монтажной организации (лаборатории) после сдачи газопровода в эксплуатацию в течение года.

3.2.5. Оборудование, применяемое при контроле качества строительства, проходит поверку в сроки, установленные нормативной документацией.

Аппаратура ультразвукового контроля должна применяться со считывающим устройством.

Контрольно-измерительное оборудование должно проходить метрологическую поверку в установленном порядке.

3.2.6. Сварные соединения подлежат визуальному и измерительному контролю в целях выявления наружных дефектов всех видов, а также отклонений по геометрическим размерам и взаимному расположению элементов.

Допуски по геометрическим размерам, отклонениям по диаметру, овальности поперечного сечения элементов газопроводов, взаимному несовмещению свариваемых изделий не должны превышать норм, предусмотренных нормативно-технической документацией.

Неразрушающий контроль сварных соединений проводится при положительных результатах визуального и измерительного контроля.

3.2.7. Визуально-измерительный, радиографический и ультразвуковой контроль (УЗК) качества сварных соединений производится в соответствии с требованиями государственных стандартов и нормативно-технических документов.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

3.2.8. Стыковые соединения подземных стальных газопроводов в зависимости от давления подлежат контролю физическим методом в следующих объемах (но не менее одного стыка) от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте:

10 % — при давлении до 0,005 МПа включительно;

50 % — при давлении свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно;

100 % — при давлении свыше 0,3 МПа.

Стыковые соединения подземных стальных газопроводов диаметром менее 50 мм контролю физическим методом не подлежат.

3.2.9. Стыковые соединения подземных стальных газопроводов давлением свыше 0,005 до 1,2 МПа, прокладываемых вне поселений за пределами границ их перспективной застройки, подлежат контролю физическим методом в объеме 20 % (но не менее одного стыка) общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте.

3.2.10. Стыковые соединения подземных стальных газопроводов давлением до 0,005 МПа, прокладываемых в пучинистых (кроме слабопучинистых), просадочных II типа, набухающих, вечномерзлых грунтах и других особых условиях, подлежат контролю физическим методом в объеме 25 % (но не менее одного стыка) общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте.

3.2.11. Все стыковые соединения (100 %) стальных подземных газопроводов подлежат контролю физическим методом в следующих случаях:

под проезжей частью улиц с капитальными типами покрытий, а также на переходах через водные и естественные преграды, во всех случаях прокладки газопроводов в футлярах (в пределах перехода и по одному стыку в обе стороны от пересекаемой преграды);

при пересечении с коммуникационными коллекторами, каналами, тоннелями (в пределах пересечений и по одному стыку в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений);

в районах с сейсмичностью свыше 7 баллов, на карстовых и подрабатываемых территориях и в других особых условиях;

прокладываемые на расстоянии по горизонтали (в свету) менее 3 м от коммуникационных коллекторов и каналов (в том числе каналов тепловой сети);

давлением свыше 0,3 до 1,2 МПа, за исключением прокладываемых вне поселений за пределами границ их перспективной застройки;

на участках, где расстояние от фундаментов зданий менее:

2 м — давлением до 0,005 МПа включительно;

4 м — давлением свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно;

7 м — давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа включительно;

10 м — давлением свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно.

3.2.12. Стыковые соединения надземных стальных газопроводов всех давлений диаметром менее 50 мм контролю физическим методом не подлежат.

3.2.13. Стыковые соединения газопроводов диаметром свыше 50 мм в ГРП и ГРУ подлежат контролю физическим методом в объеме 100 %.

3.2.14. Стыковые соединения надземных газопроводов давлением свыше 0,005 до 1,2 МПа подлежат контролю физическим методом в объеме 5 % (но не менее одного стыка) общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком.

3.2.15. Все стыковые соединения (100 %) стальных надземных газопроводов подлежат контролю физическим методом на участках переходов через автомобильные дороги I–III категории, железные дороги, в пределах мостов и путепроводов, а также в пределах переходов через естественные преграды.

3.2.16. Для проверки физическим методом контроля следует отбирать сварные стыки, допущенные по результатам визуального контроля.

3.2.17. Нормы контроля не распространяются на угловые соединения на газопроводах условным диаметром до 500 мм, стыки приварки фланцев и плоских заглушек.

3.2.18. Сварные стыки соединительных деталей стальных газо-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

проводов, изготовленные в условиях центральных заготовительных мастерских (ЦЗМ), всех давлений подлежат 100 %-ному контролю радиографическим методом.

3.2.19. Стыковые соединения полиэтиленовых газопроводов, сваренные с помощью сварочной техники с ручным управлением, проверяются методом ультразвукового контроля в объемах, предусмотренных для подземных стальных газопроводов.

3.2.20. Стыковые соединения подземных полиэтиленовых газопроводов, сваренные с помощью сварочной техники со средней степенью автоматизации, проверяются методом ультразвукового контроля в объеме от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком (но не менее одного стыка), в зависимости от давления газа в газопроводе:

до 0,005 МПа в объеме 6 %;

свыше 0,005 до 0,3 МПа в объеме 25 %;

свыше 0,3 до 0,6 МПа в объеме 50 %;

до 0,005 МПа, прокладываемые в пучинистых (кроме слабопучинистых), просадочных II типа, набухающих, вечномерзлых и в других особых условиях в объеме 12 %;

свыше 0,005 до 0,6 МПа, прокладываемые вне поселений за пределами границы их перспективной застройки в объеме 10 %;

во всех остальных случаях прокладки, предусмотренных для стальных газопроводов, в объеме 50 %.

3.2.21. Стыковые соединения полиэтиленовых газопроводов, сваренные с помощью сварочной техники с высокой степенью автоматизации, проверяются методом ультразвукового контроля в объеме от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком (но не менее одного стыка), в зависимости от давления газа в газопроводе:

до 0,005 МПа — в объеме 3 %;

свыше 0,005 до 0,3 МПа — в объеме 12 %;

свыше 0,3 до 0,6 МПа — в объеме 25 %;

до 0,005 МПа, прокладываемые в пучинистых (кроме слабопучинистых), просадочных II типа, набухающих, вечномерзлых и в других особых условиях в объеме 6 %;

свыше 0,005 до 0,6 МПа, прокладываемые вне поселений за пределами границы их перспективной застройки в объеме 5 %;

во всех остальных случаях прокладки, предусмотренных для стальных газопроводов, в объеме 25 %.

Сварные стыки полиэтиленовых газопроводов, протянутых внутри стальных, подлежат 100 %-ному контролю.

3.2.22. Ультразвуковой метод контроля сварных стыков стальных газопроводов применяется при условии проведения выборочной проверки не менее 10 % стыков радиографическим методом. При неудовлетворительных результатах контроля радиографическим методом хотя бы на одном стыке объем контроля следует увеличить до 50 % общего количества стыков. В случае повторного выявления дефектных стыков все стыки, сваренные сварщиком на объекте в течение календарного месяца и проверенные ультразвуковым методом, должны быть проверены радиографическим методом.

3.2.23. При неудовлетворительных результатах контроля физическим (радиографическим, ультразвуковым) методом должна проводиться проверка удвоенного числа стыков на участках газопровода, не принятых в эксплуатацию.

Если при повторной проверке будут обнаружены недопустимые дефекты, то все однотипные сварные соединения, выполненные данным сварщиком на участках газопровода, не принятых в эксплуатацию, должны быть проверены физическим методом контроля.

3.2.24. Результаты проверки сварных соединений полиэтиленовых газопроводов методом ультразвукового контроля и механическими испытаниями следует оформлять распечатками с приборов УЗК и протоколом.

3.2.25. Выбор метода контроля (ультразвуковой дефектоскопии или радиографии) должен производиться исходя из условий обеспечения выявления дефектов с учетом физических свойств материала.

3.2.26. Разрешается замена радиографического и ультразвукового контроля на другие методы контроля при условии их согласования с Госгортехнадзором России.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

3.2.27. Контроль радиографических снимков сварных стальных соединений, сваренных каждым сварщиком, следует осуществлять на аппаратно-программном комплексе автоматизированной расшифровки радиографических снимков в объеме 20 %.

3.2.28. Механические испытания проводятся в соответствии с государственными стандартами при проверке механических характеристик и качества сварных соединений при сварке стыков в процессе квалификационных испытаний сварщиков (допускных) и проверке технологических параметров при аттестации технологии сварки.

3.2.29. Основными видами механических испытаний являются испытания на статическое растяжение, статический изгиб или сплющивание.

Испытания на статическое растяжение не являются обязательными для производственных сварных соединений при условии положительных результатов их контроля радиографическим или ультразвуковым методом.

Проверка механических свойств должна производиться на образцах, выполненных из контрольных (допускных) сварных соединений или из производственных сварных соединений, вырезаемых из изделия.

Условия сварки контрольных сварных соединений должны быть идентичны контролируемым производственным соединениям.

3.3. Испытания и приемка в эксплуатацию газопроводов

3.3.1. Стальные наружные газопроводы, в том числе восстановленные тканевым шлангом, полиэтиленовые или полиэтиленовые, проложенные внутри стальных, всех категорий, а также газопроводы и газовое оборудование ГРП, внутренние газопроводы промышленных производств, законченные строительством или реконструкцией, должны быть испытаны на герметичность.

3.3.2. Испытания газопроводов после их монтажа должна проводить строительно-монтажная организация в присутствии представителей технадзора заказчика и газораспределительной организации. Результаты испытаний оформляются актом и записью

в строительном паспорте. Элементы газопроводов и газовая арматура при их изготовлении на заводе-изготовителе испытываются технической службой контроля.

3.3.3. Если арматура, оборудование и приборы не рассчитаны на испытательное давление, то устанавливаются катушки или заглушки.

3.3.4. Испытания газопроводов следует производить после окончания сварочных и изоляционных работ, установки арматуры и устройства ЭХЗ.

Испытания газопроводов и газового оборудования ГРП должны проводиться после их полного монтажа, установки арматуры, средств автоматики и КИП.

Монтаж арматуры, оборудования и приборов, не рассчитанных на испытательное давление, допускается производить после окончания испытаний. На период испытаний вместо них следует устанавливать катушки или заглушки.

3.3.5. Газопроводы-вводы при их раздельном строительстве с распределительным газопроводом следует испытывать на участках до отключающих устройств, установленных перед зданиями и сооружениями.

3.3.6. Протяженность испытательных участков подземных стальных газопроводов, восстановленных тканевым шлангом или протяжкой полиэтиленовых труб, устанавливается проектом производства работ.

3.3.7. Подземные стальные газопроводы, независимо от вида изоляционного покрытия, давлением до 0,005 МПа, испытываются давлением 0,6 МПа в течение 24 часов.

3.3.8. Подземные стальные газопроводы давлением свыше 0,005 до 0,3 МПа с изоляционным покрытием, выполненным с битумной мастикой или полимерной липкой лентой, испытываются давлением 0,6 МПа, а с изоляционным покрытием, выполненным с применением экструдированного полиэтилена или стеклоэмали, — давлением 1,5 МПа в течение 24 часов.

3.3.9. Подземные стальные газопроводы давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа с изоляционным покрытием, выполненным с битум-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

ной мастикой или полимерной липкой лентой, испытываются давлением 1,2 МПа, а с изоляционным покрытием, выполненным с применением экструдированного полиэтилена или стеклоэмали, — давлением 1,5 МПа в течение 24 часов.

3.3.10. Подземные стальные газопроводы, независимо от вида изоляционного покрытия, давлением свыше 0,6 до 1,2 МПа испытываются давлением 1,5 МПа в течение 24 часов.

3.3.11. Полиэтиленовые газопроводы давлением до 0,005 МПа испытываются давлением 0,3 МПа в течение 24 часов.

3.3.12. Полиэтиленовые газопроводы давлением свыше 0,005 до 0,3 МПа испытываются давлением 0,6 МПа в течение 24 часов.

3.3.13. Полиэтиленовые газопроводы давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа испытываются давлением 0,75 МПа в течение 24 часов.

3.3.14. Температура наружного воздуха в период испытания полиэтиленовых газопроводов должна быть не ниже −15 °С.

3.3.15. Стальные надземные и наземные без обвалования газопроводы давлением до 0,005 МПа испытываются давлением 0,3 МПа в течение 1 часа.

3.3.16. Стальные надземные и наземные без обвалования газопроводы давлением свыше 0,005 до 0,3 МПа испытываются давлением 0,45 МПа в течение 1 часа.

3.3.17. Стальные надземные и наземные без обвалования газопроводы давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа испытываются давлением 0,75 МПа в течение 1 часа.

3.3.18. Стальные надземные и наземные без обвалования газопроводы давлением свыше 0,6 до 1,2 МПа испытываются давлением 1,5 МПа в течение 1 часа.

3.3.19. Газопроводы и оборудование ГРП давлением до 0,005 МПа испытываются давлением 0,3 МПа в течение 12 часов.

3.3.20. Газопроводы и оборудование ГРП давлением свыше 0,005 до 0,3 МПа испытываются давлением 0,45 МПа в течение 12 часов.

3.3.21. Газопроводы и оборудование ГРП давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа испытываются давлением 0,75 МПа в течение 12 часов.

3.3.22. Газопроводы и оборудование ГРП давлением свыше 0,6 до 1,2 МПа испытываются давлением 1,5 МПа в течение 12 часов.

3.3.23. Газопроводы котельных и производственных зданий давлением до 0,005 МПа испытываются давлением 0,01 МПа в течение 1 часа.

3.3.24. Газопроводы котельных и производственных зданий давлением свыше 0,005 до 0,1 МПа испытываются давлением 0,1 МПа в течение 1 часа.

3.3.25. Газопроводы котельных и производственных зданий давлением свыше 0,1 до 0,3 МПа испытываются давлением 1,25 от рабочего, но не более 0,3 МПа в течение 1 часа.

3.3.26. Газопроводы котельных и производственных зданий давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа испытываются давлением 1,25 от рабочего, но не более 0,6 МПа в течение 1 часа.

3.3.27. Газопроводы котельных и производственных зданий давлением свыше 0,6 до 1,2 МПа испытываются давлением 1,25 от рабочего, но не более 1,2 МПа в течение 1 часа.

3.3.28. Подземные газопроводы, прокладываемые в футлярах на участках переходов через искусственные и естественные преграды, следует испытывать в три стадии:

после сварки перехода до укладки на место;

после укладки и полной засыпки перехода;

вместе с основным газопроводом.

3.3.29. Допускается не производить испытания после укладки и полной засыпки перехода по согласованию с газораспределительной или эксплуатационной организацией.

3.3.30. Допускается производить испытания переходов вместе с основным газопроводом в одну стадию:

при отсутствии сварных соединений в пределах перехода;

использовании при укладке перехода метода наклонно-направленного бурения;

использовании в пределах перехода для сварки полиэтиленовых труб деталей с закладными нагревателями или сварочного оборудования с высокой степенью автоматизации.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

3.3.31. Результаты испытания на герметичность считаются положительными, если за период испытания нет видимого падения давления в газопроводе по манометру класса точности 0,6, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, а также по жидкостному манометру падение давления не превышает одного деления шкалы.

3.3.32. По завершении испытаний газопровода на герметичность давление в газопроводе следует снизить до атмосферного, установить автоматику, арматуру, оборудование, контрольно-измерительные приборы и выдержать газопровод под рабочим давлением в течение 10 минут.

3.3.33. Герметичность разъемных соединений проверяется мыльной эмульсией или с помощью высокочувствительных приборов (газоискателей).

3.3.34. Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов, следует устранять после снижения давления в газопроводе до атмосферного.

3.3.35. После устранения дефектов испытания газопровода на герметичность следует произвести повторно.

3.3.36. Газопроводы после заполнения воздухом до начала испытаний следует выдерживать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в подземных и наземных (в обваловании) газопроводах с температурой грунта, в наземных (без обвалования) и надземных газопроводах — с температурой окружающего воздуха.

Испытания газопроводов из полиэтиленовых труб следует проводить не ранее чем через 24 часа после окончания сварки последнего стыка.

3.3.37. Подача воздуха для произведения испытаний газопровода должна предусматривать скорость подъема давления от компрессора не более 0,3 МПа в час.

3.3.38. Монтажные стыки стальных газопроводов, сваренные после испытаний, должны быть проверены радиографическим методом контроля.

Монтажные стыки, выполненные сваркой встык, полиэтиленовых газопроводов — ультразвуковым методом контроля.

3.3.39. В комиссию по приемке в эксплуатацию объектов строительства, реконструкции или капитального ремонта систем газоснабжения территориальные органы Госгортехнадзора России назначают своих представителей в соответствии с п. 2 Положения о Федеральном горном и промышленном надзоре России*, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 03.12.2001 № 841[20].

3.3.40. Приемка в эксплуатацию газопроводов низкого давления (подземных протяженностью до 200 м и надземных протяженностью до 500 м) может осуществляться без участия представителя территориального органа Госгортехнадзора России.

3.3.41. Заказчик не менее чем за 5 дней уведомляет территориальные органы Госгортехнадзора России о дате, времени и месте работы приемочной комиссии.

3.3.42. Приемочная комиссия должна проверить проектную и исполнительную документацию, осмотреть смонтированную наземную, надземную и внутреннюю систему газораспределения (газопотребления) для определения соответствия ее требованиям нормативно-технических документов, настоящих Правил и проекту, выявления дефектов монтажа, а также для проверки наличия актов на скрытые работы.

Помимо этого должно быть проверено соответствие проекту промышленных вентиляционных и дымоотводящих систем, электросилового и осветительного оборудования, контрольно-измерительных приборов и готовность организации к эксплуатации объекта.

Комиссии предоставляется право потребовать вскрытия любого участка подземного газопровода для дополнительной проверки качества строительства, а также для проведения повторных испытаний с представлением дополнительных заключений.

* Утратило силу на основании постановления Правительства Российской Федерации от 30.07.04 № 401. Действует Положение о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденное указанным постановлением (Собрание законодательства Российской Федерации. 2004. № 32. Ст. 3348). (*Примеч. изд.*)

[20] Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 50, ст. 4742.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

3.3.43. Кроме исполнительной документации на строительство, указанной в действующих нормативно-технических документах, приемочной комиссии должны быть представлены следующие материалы:

копия приказа о назначении лица, ответственного за безопасную эксплуатацию газового хозяйства;

положение о газовой службе или договор с организацией, имеющей опыт проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту газопроводов и газового оборудования;

протоколы проверки знаний настоящих Правил, нормативных документов руководителями, специалистами и инструкций рабочими;

инструкции и технологические схемы, предусмотренные настоящими Правилами;

акт проверки эффективности электрохимической защиты (для подземных стальных газопроводов);

акт о проверке технического состояния промышленных дымоотводящих и вентиляционных систем;

акт приемки под пусконаладочные работы газоиспользующего оборудования и график их выполнения (при приемке объекта в две стадии);

план локализации и ликвидации аварийных ситуаций и взаимодействия служб различного назначения, включая АДС газораспределительной организации.

3.3.44. Приемка в эксплуатацию незаконченных строительством объектов, в том числе подземных стальных газопроводов, не обеспеченных электрохимической защитой, не допускается.

3.3.45. Соответствие газопроводов требованиям настоящих Правил оформляется актом приемки газопровода в эксплуатацию.

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

3.3.47. Эксплуатация систем газораспределения и газопотребления (технических устройств), не принятых комиссией в установленном порядке, не допускается.

4. ИДЕНТИФИКАЦИЯ И РЕГИСТРАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

4.1. Идентификация газораспределительной сети и систем (объектов) газопотребления осуществляется в целях установления признаков и условий их отнесения к опасным производственным объектам для последующей регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов.

4.2. Система газораспределения (сеть) и системы (объекты) газопотребления, использующие природный углеводородный газ в качестве топлива, идентифицируются по признаку транспортировки и использования опасного вещества, природного газа (метана), представляющего собой воспламеняющийся (горючий, взрывоопасный) газ.

4.3. К опасным производственным объектам относятся газораспределительная сеть поселений, сеть распределительная межпоселковая, в том числе здания и сооружения, эксплуатация которых осуществляется одной газораспределительной организацией, а также объекты газопотребления промышленных, сельскохозяйственных и других производств, ТЭЦ, РТС, а также котельные, эксплуатируемые одной организацией, за исключением отмеченных в п. 1.1.5, использующие газ в виде топлива.

4.4. Идентификация опасных производственных объектов осуществляется в соответствии с требованиями Положения о регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведении государственного реестра (РД 03-294–99)*, утвержденного постановлением Госгортехнадзора России от 03.06.99 № 39, зарегистрированным в Минюсте России 05.07.1999 г., рег. № 1822[21].

* Не подлежит применению на основании приказа Ростехнадзора от 13.07.06 № 682. Действует Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по регистрации опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов, утвержденный приказом Ростехнадзора от 07.09.07 г., зарегистрированным Минюстом России 01.10.07 г., рег. № 10224. (*Примеч. изд.*)

[21] Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, 1999, № 30.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Оформление экспертизы промышленной безопасности по идентификации опасных производственных объектов осуществляется в порядке, установленном Госгортехнадзором России*.

4.5. Регистрация опасного производственного объекта газораспределительной сети в территориальных органах Госгортехнадзора России осуществляется на основании идентификации после окончания строительно-монтажных работ.

Приемка отдельного объекта (участка сети) в эксплуатацию вносится в государственный реестр опасных производственных объектов без переоформления свидетельства о первичной регистрации газораспределительной сети**.

4.6. Регистрация опасного производственного объекта системы газопотребления промышленных производств, тепловых электрических станций, районных тепловых станций и котельных в территориальных органах Госгортехнадзора России осуществляется на основании их идентификации после окончания строительно-монтажных работ и приемки объекта в эксплуатацию.

Приемка опасного производственного объекта после реконструкции, модернизации, перевооружения вносится в государственный реестр опасных производственных объектов без переоформления свидетельства о первичной регистрации взрывоопасного объекта**.

4.7. Для регистрации систем газораспределения (сети) и систем (объектов) газопотребления организация-владелец представляет:

акт приемки в эксплуатацию объектов газораспределительной сети и газопотребления;

---

* Экспертиза промышленной безопасности по идентификации опасных производственных объектов не предусмотрена Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». (*Примеч. изд.*)

** Внесение приемки объекта в государственный реестр опасных производственных объектов не предусмотрено Административным регламентом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по регистрации опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов. (*Примеч. изд.*)

лицензию на право эксплуатации газораспределительной сети и объектов газопотребления*.

4.8. При передаче опасных производственных объектов газоснабжения другому владельцу (арендатору) они подлежат перерегистрации.

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

5.1. Общие требования

5.1.1. Организация, эксплуатирующая опасные производственные объекты систем газораспределения и газопотребления, обязана соблюдать положения Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ, других федеральных законов, иных нормативных правовых актов и нормативно-технических документов в области промышленной безопасности, а также:

выполнять комплекс мероприятий, включая систему технического обслуживания и ремонта, обеспечивающих содержание опасных производственных объектов систем газораспределения и газопотребления в исправном и безопасном состоянии, соблюдать требования настоящих Правил;

иметь (при необходимости) договоры с организациями, выполняющими работы по техническому обслуживанию и ремонту газопроводов и технических устройств, в которых должны быть определены объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту, регламентированы обязательства в обеспечении условий безопасной и надежной эксплуатации опасных производственных объектов;

обеспечивать проведение технической диагностики газопрово-

* Представление для регистрации акта приемки в эксплуатацию и лицензии не предусмотрено Административным регламентом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по регистрации опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов. См. также примечание издателя к п. 1.1.6. (*Примеч. изд.*)

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

дов, сооружений и газового оборудования (технических устройств) в сроки, установленные настоящими Правилами.

5.1.2. Для лиц, занятых эксплуатацией объектов газового хозяйства, должны быть разработаны и утверждены руководителем организации:

должностные инструкции, определяющие обязанности, права и ответственность руководителей и специалистов;

производственные инструкции, соблюдение требований которых обеспечивает безопасное проведение работ, с учетом профиля производственного объекта, конкретных требований к эксплуатации газового оборудования (технических устройств), технологическую последовательность выполнения работ, методы и объемы проверки качества их выполнения.

К производственным инструкциям по техническому обслуживанию и ремонту оборудования ГРП, ГРУ и котельных прилагаются технологические схемы газопроводов и газового оборудования.

Технологические схемы пересматриваются и переутверждаются после реконструкции, технического перевооружения опасного производственного объекта.

5.1.3. Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту газового хозяйства определяется настоящими Правилами, а также нормативно-техническими документами, учитывающими условия и требования эксплуатации, согласованными Госгортехнадзором России, инструкциями заводов-изготовителей.

5.1.4. Графики (планы) технического обслуживания и ремонта объектов газового хозяйства утверждаются техническим руководителем организации-владельца и согласовываются с организацией-исполнителем при заключении договора на обслуживание газопроводов и газового оборудования.

5.1.5. Организация-владелец обязана в течение всего срока эксплуатации опасного производственного объекта (до ликвидации) хранить проектную и исполнительскую документацию.

Порядок и условия ее хранения определяются решением руководителя организации.

5.1.6. На каждый наружный газопровод, электрозащитную установку, ГРП (ГРУ) владельцем составляется эксплуатационный паспорт, содержащий основные технические характеристики объекта, а также данные о проведенных капитальных ремонтах.

5.2. Организация технического обслуживания и ремонта опасных производственных объектов систем газопотребления

5.2.1. В каждой организации из числа руководителей или специалистов, прошедших аттестацию (проверку знаний требований промышленной безопасности, настоящих Правил и других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов), назначаются лица, ответственные за безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов систем газопотребления в целом и за каждый участок (объект) в отдельности.

5.2.2. К обязанностям ответственного за безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов газопотребления относятся:

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

разработка инструкций, плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций, планов взаимодействий;

участие в комиссиях по аттестации (проверке знаний) персонала в области промышленной безопасности;

проверка соблюдения установленного Правилами порядка допуска специалистов и рабочих к самостоятельной работе;

осуществление производственного контроля за соблюдением требований безаварийной и безопасной эксплуатации опасного производственного объекта, выполнением планов ремонта газопроводов и газового оборудования, проверкой правильности ведения технической документации при эксплуатации и ремонте;

недопущение ввода в эксплуатацию газоиспользующих установок, не отвечающих требованиям настоящих Правил;

приостановка работы неисправных газопроводов и газового оборудования, а также введенных в работу и не принятых в установленном порядке;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

выдача руководителям подразделений, начальнику газовой службы предписаний по устранению нарушений требований настоящих Правил и контроль за их выполнением;

контроль и оказание помощи ответственным лицам за эксплуатацию опасных производственных объектов газопотребления, разработку мероприятий и планов по замене и модернизации газового оборудования;

организация и проведение тренировок со специалистами и рабочими по ликвидации возможных аварийных ситуаций;

участие в обследованиях, проводимых органами Госгортехнадзора России.

5.2.3. Лица, ответственные за безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов газопотребления, вправе:

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

требовать отстранения от обслуживания газового оборудования и выполнения газоопасных работ лиц, не прошедших проверку знаний или показавших неудовлетворительные знания настоящих Правил и других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, а также инструкций по безопасным методам и приемам выполнения работ;

осуществлять технический надзор при реконструкции и техническом перевооружении опасных производственных объектов газопотребления.

5.3. Наружные газопроводы и сооружения

5.3.1. Природные газы, подаваемые потребителям, должны соответствовать требованиям государственного стандарта и (или) техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

Интенсивность запаха газа (одоризация) должна обеспечиваться газотранспортной организацией в конечных точках газораспределительной сети (у потребителя) в пределах 3–4 баллов.

Пункты контроля, периодичность отбора проб, а также интенсивность запаха газа (одоризация) должны определяться газораспределительными организациями в соответствии с государственным стандартом определения интенсивности запаха газа с записью результатов проверки в журнале.

5.3.2. Величина давления и качество газа на выходе из газораспределительных станций (ГРС) должны поддерживаться на уровне номинальных, определенных проектом.

Контроль давления газа в газопроводах поселений должен осуществляться измерением его не реже одного раза в 12 мес (в зимний период), в часы максимального потребления газа в точках, наиболее неблагополучных по режиму газоснабжения, устанавливаемых газораспределительной организацией.

Газораспределительные организации должны обеспечивать нормативное давление газа у потребителя, при необходимости осуществляя телеметрический контроль давления газа после ГРС.

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

5.3.4. Установленные на газопроводах запорная арматура и компенсаторы должны подвергаться ежегодному техническому обслуживанию и при необходимости — ремонту.

Сведения о техническом обслуживании заносятся в журнал, а о капитальном ремонте (замене) — в паспорт газопровода.

5.3.5. Действующие наружные газопроводы должны подвергаться периодическим обходам, приборному техническому обследованию, диагностике технического состояния, а также текущим и капитальным ремонтам с периодичностью, установленной настоящими Правилами.

5.3.6. При обходе надземных газопроводов должны выявляться утечки газа, перемещения газопроводов за пределы опор, наличие вибрации, сплющивания, недопустимого прогиба газопровода, просадки, изгиба и повреждения опор, состояние отключающих устройств и изолирующих фланцевых соединений, средств защиты

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

от падения электропроводов, креплений и окраски газопроводов, сохранность устройств электрохимической защиты и габаритных знаков на переходах в местах проезда автотранспорта.

Обход должен производиться не реже одного раза в 3 мес.

Выявленные неисправности должны своевременно устраняться.

5.3.7. При обходе наземных газопроводов должны выявляться утечки газа на трассе газопровода, нарушения целостности откосов отсыпки и одерновки обвалования, состояние отключающих устройств и переходов в местах проезда автотранспорта.

Обход должен производиться не реже одного раза в 3 мес.

Выявленные неисправности должны своевременно устраняться.

5.3.8. При обходе подземных газопроводов должны выявляться утечки газа на трассе газопровода по внешним признакам и приборами (отбор и анализ проб) на присутствие газа в колодцах и камерах инженерных подземных сооружений (коммуникаций), контрольных трубках, подвалах зданий, шахтах, коллекторах, подземных переходах, расположенных на расстоянии до 15 м по обе стороны от газопровода; уточняться сохранность настенных указателей, ориентиров сооружений и устройств электрохимической защиты; 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 строительных работ, предусматривающие сохранность газопровода от повреждений.

5.3.9. При обходе трасс газопровода следует обращать внимание на состояние берегов оврагов, балок, ручьев, рек в районе прокладки трассы и при обнаружении наличия эрозионных, оползневых и других явлений принимать меры, обеспечивающие сохранность газопровода.

При появлении опасности нарушения сохранности засыпки траншеи и оснований газопровода, обвалования, верха земляной подушки опор и (или) основания фундаментов под опоры следует обеспечить выполнение компенсирующих мероприятий, обеспечивающих их устойчивость (укрепление, отвод поверхностных вод, изменение течения воды в водных преградах и др.).

При недостаточности этих мер следует принимать решение с проектной организацией по дальнейшей эксплуатации газопровода или переносу (перекладке) газопровода.

5.3.10. Периодичность обхода трасс подземных газопроводов должна устанавливаться в зависимости от их технического состояния, наличия и эффективности электрозащитных установок, категории газопровода по давлению; пучинистости, просадочности и степени набухания грунтов, горных подработок, сейсмичности района, времени года и других факторов, но не реже периодичности, приведенной в приложении 1.

5.3.11. Обходчики наружных газопроводов должны иметь маршрутные карты с трассой газопроводов, схемой электрозащиты, местоположением газовых и других сооружений (коммуникаций), колодцев, подвалов зданий, подлежащих проверке на загазованность до 15 м по обе стороны от газопровода. Маршрутные карты должны ежегодно выверяться.

До начала самостоятельной работы обходчики должны быть ознакомлены с трассой газопровода на местности.

5.3.12. При обнаружении загазованности сооружений на трассе газопровода или утечки газа по внешним признакам рабочие, проводящие обход, обязаны немедленно известить аварийно-диспетчерскую службу и до приезда бригады принять меры по предупреждению окружающих (жильцов дома, прохожих) о загазованности и недопустимости открытого огня, пользования электроприборами и необходимости проветривания помещений.

Дополнительно должны быть организованы проверка приборами и проветривание загазованных подвалов, цокольных и первых этажей зданий, колодцев и камер подземных сооружений (коммуникаций) на расстоянии до 50 м по обе стороны от газопровода.

5.3.13. Результаты обхода газопроводов должны отражаться в журнале.

В случае выявления неисправностей или самовольного ведения работ в охранной зоне газопровода обходчики наружных газопроводов должны составлять рапорт руководству газораспределительной организации.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

5.3.14. Руководитель организации, по территории которой газопровод проложен транзитом, должен обеспечить доступ персонала газораспределительной (эксплуатационной) организации для проведения обхода, технического обслуживания и ремонта газопровода, локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

5.3.15. Владельцы зданий обязаны обеспечить герметизацию вводов и выпусков инженерных коммуникаций в подвалы и технические подполья.

5.3.16. Наружные газопроводы подвергаются периодическому приборному обследованию, включающему: выявление мест повреждений изоляционного покрытия, утечек газа — для стальных газопроводов, выявление мест утечек газа — для полиэтиленовых. Периодическое приборное обследование технического состояния наружных газопроводов для определения мест повреждения изоляционных покрытий и наличия утечек газа должно проводиться не реже:

одного раза в 5 лет — для надземных и подземных, в том числе переходов через несудоходные водные преграды для стальных газопроводов, кроме смонтированных методом направленного бурения;

одного раза в 3 года — для переходов газопроводов через судоходные водные преграды, кроме смонтированных методом направленного бурения.

Периодичность обследования подземных газопроводов на переходах через водные преграды, выполненных из полиэтилена методом направленного бурения, устанавливается эксплуатационной организацией.

Газопроводы, требующие капитального ремонта или включенные в план на замену (перекладку), должны подвергаться приборному техническому обследованию не реже одного раза в год.

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

более 1 мес — в зонах опасного действия блуждающих токов;

более 6 мес — в остальных случаях, если защита газопровода не обеспечена другими установками.

Наличие коррозии и значение параметров изоляционного покрытия, характеризующих его защитные свойства, должны определяться во всех шурфах, отрываемых в процессе эксплуатации газопровода или смежных с ним сооружений.

Проверка сварных стыков на вскрытых участках газопроводов неразрушающими методами должна проводиться в случае, если ранее на газопроводе были обнаружены их повреждения (разрывы).

5.3.18. В местах выявленных повреждений изоляционного покрытия, а также на участках, где использование приборов затруднено индустриальными помехами, должны быть отрыты контрольные шурфы длиной не менее 1,5 м для визуального обследования.

Количество шурфов в зонах индустриальных помех должно составлять не менее одного на каждые 500 м распределительных газопроводов и на каждые 200 м газопроводов-вводов.

5.3.19. Бурение скважин в целях проверки герметичности (плотности) подземного газопровода или для обнаружения мест утечек газа должно производиться на расстоянии не менее 0,5 м от стенки газопровода через каждые 2 м глубиной не менее глубины промерзания грунта в зимнее время, в остальное время на глубину укладки трубы.

5.3.20. Применение открытого огня для определения наличия газа в скважинах допускается не ближе 5 м от зданий и сооружений (колодцев) вдоль трасс газопроводов давлением до 0,3 МПа.

Если газ в скважине не воспламеняется, проверка его наличия проводится приборами.

5.3.21. При использовании высокочувствительных приборов (газоискателей) с чувствительностью не ниже 0,001 % по объему для определения наличия газа глубина скважин может быть ограничена толщиной дорожного покрытия в целях их закладки вдоль оси газопровода.

5.3.22. Проверка плотности газопроводов на герметичность осу-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

ществляется в соответствии с требованиями настоящих Правил к проведению испытаний при приемке газопроводов в эксплуатацию.

5.3.23. Обследование подводных переходов газопроводов через судоходные водные преграды должно выполняться организацией, имеющей соответствующее оборудование и снаряжение. При этом уточняются местоположение газопровода относительно дна и наличие повреждений изоляционного покрытия по методике, утвержденной в установленном порядке.

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

5.3.24. Обследование подводных переходов газопроводов через несудоходные водные преграды может выполняться эксплуатационной организацией по производственной инструкции (методике), утвержденной в установленном порядке.

5.3.25. Утечки газа на газопроводах, обнаруженные при приборном техническом обследовании, устраняются в аварийном порядке.

Дефекты изоляционных покрытий, выявленные на газопроводах, расположенных в зонах опасного влияния блуждающих токов и на расстоянии менее 15 м от административных, общественных, бытовых и жилых зданий, должны устраняться в течение 1 мес, в остальных случаях — не позднее чем через 3 мес после их обнаружения.

После восстановления и ремонта изоляционного покрытия до наступления промерзания почвы должна быть проведена повторная проверка его состояния приборным методом.

5.3.26. По результатам приборного технического обследования должен составляться акт.

5.3.27. Производство работ в охранной зоне газопроводов должно осуществляться в соответствии с требованиями Правил охраны газораспределительных сетей, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 20.11.2000 № 878[22].

[22] Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, № 48, ст. 4694.

5.4. Текущий и капитальный ремонт наружных газопроводов

5.4.1. К текущему ремонту газопроводов относятся работы:

устранение дефектов, выявленных при техническом обследовании;

устранение провеса надземных газопроводов, восстановление или замена креплений надземных газопроводов;

окраска надземных газопроводов по мере необходимости;

восстановление обвалования наземных газопроводов;

проверка состояния люков, крышек газовых колодцев, коверов и устранение перекосов, оседаний и других неисправностей;

окраска задвижек, кранов и компенсаторов по мере необходимости;

проверка герметичности резьбовых соединений, конденсатосборников и гидрозатворов, устранение повреждений их стояков, наращивание или обрезка выводных трубок конденсатосборников, гидрозатворов и контрольных трубок;

устранение утечек газа путем приварки обычных и лепестковых муфт, полумуфт на стальных газопроводах или полумуфт с закладными нагревательными элементами на полиэтиленовых газопроводах в местах отключения газопровода с помощью пережимных устройств;

вварка патрубков (катушек);

установка лепестковых муфт на стыках стальных газопроводов, имеющих дефекты: непровар корня шва, шлаковые включения и поры сверх установленных норм;

ремонт отдельных мест повреждений изоляционных покрытий стальных газопроводов, в том числе на подводных переходах с помощью специальных клеев, разрешенных к применению в установленном порядке;

ремонт и замена компенсаторов;

замена арматуры;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

ремонт и замена ограждений надземно установленной арматуры;

замена люков и коверов;

ремонт газовых колодцев;

ликвидация конденсатосборников и сифонных трубок;

восстановление постели подводных переходов, футеровки труб, засыпка размытых участков и восстановление пригрузов;

восстановление или замена опознавательных столбов или настенных указателей;

восстановление засыпки газопровода до проектных отметок в случае размыва или эрозии грунта;

замена цокольных вводов (в том числе участков на выходе из земли) газопроводов;

замена отдельных соединительных деталей, в том числе переходов «сталь—полиэтилен» полиэтиленовых газопроводов;

очистка арматуры и компенсаторов от грязи и ржавчины, окраска их по мере необходимости;

разгон червяка у задвижек, его смазка;

проверка и набивка сальников;

смазка и при необходимости устранение неисправностей приводного устройства задвижек;

проверка состояния компенсаторов (стяжные болты должны быть сняты);

проверка герметичности всех сварных, резьбовых и фланцевых соединений мыльной эмульсией или приборным методом;

смена износившихся и поврежденных болтов и прокладок.

5.4.2. Текущий ремонт запорной арматуры и компенсаторов проводится не реже одного раза в год.

Если заводом-изготовителем определена иная периодичность, то работы выполняются в соответствии с инструкцией изготовителя.

Результаты проверки и ремонта арматуры и компенсаторов заносятся в паспорт газопровода.

Устранение негерметичности арматуры на газопроводах возможно производить при давлении газа не выше 0,1 МПа.

5.4.3. Прокладочный материал для уплотнения соединений

фланцев арматуры должен соответствовать действующим стандартам. Паронит перед установкой на действующий газопровод должен быть пропитан в олифе.

5.4.4. Перенабивка сальников арматуры на действующем газопроводе допустима при давлении не выше 0,1 МПа.

5.4.5. Устранение утечек газа из резьбовых соединений на сифонных трубках конденсатосборников с применением специальных приспособлений допустимо при давлении до 0,1 МПа.

5.4.6. Замена прокладок фланцевых соединений газопровода допустима при условии установки кабельной перемычки между их разъединяемыми частями.

Станции электрохимической защиты при производстве работ выключаются.

5.4.7. Ремонт мест коррозионных или механических повреждений стальных газопроводов может производиться путем вварки катушек длиной не менее 200 мм.

Места механических повреждений, некачественные сварные стыки полиэтиленовых газопроводов должны ремонтироваться вваркой патрубков длиной не менее 500 мм.

Качество сварных стыков должно быть проверено на герметичность мыльной эмульсией или прибором.

Кроме того, стыки должны быть проверены физическим методом, кроме стыков полиэтиленовых газопроводов, сваренных с помощью муфт с закладными нагревателями.

При механическом повреждении стального газопровода со смещением со своего местоположения два ближайших сварных стыка в обе стороны от повреждения должны быть проверены физическим методом контроля.

5.4.8. Поврежденные сварные стыки стальных газопроводов с разрывами, трещинами могут ремонтироваться путем установки муфт.

Герметичность сварных швов муфт должна проверяться мыльной эмульсией или прибором.

Сварка муфт должна проводиться при давлении не выше 0,1 МПа.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

5.4.9. Ликвидация конденсатосборников может производиться без вырезки горшков, находящихся ниже зоны промерзания грунта не менее чем на 0,2 м.

При ослаблении фланцевых соединений и вскрытии полости газопровода должны приниматься меры, максимально сокращающие выход газа наружу и усиленную вентиляцию места работ.

5.4.10. К текущему ремонту установок электрозащиты от коррозии относятся работы:

замена установок электрозащиты без изменения установленной мощности;

ремонт и замена контуров анодного заземления без изменения места их расположения, материалов и конструкций;

ремонт и замена питающих линий (кабелей), дренажных кабелей, контуров защитного заземления без изменения проектного решения;

ремонт и замена отдельных частей и блоков установок электрозащиты;

замена протекторов.

5.4.11. Работы по текущему ремонту должны выполняться по плану или графику, утвержденному техническим руководителем эксплуатирующей (газораспределительной) организации.

5.4.12. При капитальном ремонте газопроводов выполняются следующие работы:

замена отдельных участков газопроводов;

замена газовых колодцев;

замена установок электрохимической защиты, питающих и дренажных кабелей, а также их контуров анодного и защитного заземлений;

ремонт мест повреждений изоляции;

установка муфт на поврежденные участки газопроводов и стыки;

ремонт и замена опор надземных газопроводов;

ремонт и замена компенсаторов;

восстановление засыпки газопровода до проектных отметок в случае размыва или эрозии почвы;

замена цокольных вводов, входов и выходов из земли;

замена отдельных соединительных деталей, в том числе переходов «сталь–полиэтилен» полиэтиленовых газопроводов.

Замена установок электрозащиты с изменением мощности, размещения или конструкции контура анодного заземления производится по проекту.

5.4.13. Капитальный ремонт газопровода с перекладкой его по новой трассе должен производиться по проекту. Капитальный ремонт газопровода без изменения его местоположения допустим по эскизу с внесением изменений в исполнительную документацию.

Реконструкция стальных газопроводов может осуществляться открытым или бестраншейным методом.

5.4.14. Проекты реконструкции должны разрабатываться на основе введенных в действие нормативных документов.

5.4.15. Стальные газопроводы, используемые для протяжки внутри них полиэтиленовых (в том числе профилированных) труб, следует относить к каркасу или футляру.

5.4.16. Допускается в пределах норм, предусмотренных технологической документацией, наличие коррозионных отверстий в теле стальных газопроводов при реконструкции их синтетическим тканевым шлангом на основе специального двухкомпонентного клея.

В этом случае защита от электрохимической коррозии каркаса сохраняется.

5.4.17. Стальные газопроводы, используемые для протяжки внутри них полиэтиленовых (в том числе профилированных) труб, подлежат защите от электрохимической коррозии на участках, где они выполняют функцию футляров.

5.5. Техническое диагностирование газопроводов

5.5.1. Техническое диагностирование осуществляется в целях определения технического состояния газопровода и установления ресурса его дальнейшей эксплуатации на основании проведенной экспертизы.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность». 2009

5.5.2. Диагностирование должно проводиться по истечении 40 лет для стальных наземных в обваловании, подземных, а также 50 лет для полиэтиленовых газопроводов после ввода их в эксплуатацию.

Досрочное диагностирование газопроводов назначается в случаях аварий, вызванных коррозионными разрушениями стальных газопроводов, потерей прочности (разрывом) сварных стыков, а также в случае строительства стальных газопроводов свыше нормативного срока в грунтах высокой коррозионной агрессивности без электрохимической защиты.

Решение о проведении работ по диагностированию или реконструкции (замене) газопровода принимается собственником газораспределительной сети.

5.5.3. Планы-графики диагностирования газопроводов составляются за 6 мес до истечения нормативного срока их эксплуатации и согласовываются с территориальным органом Госгортехнадзора России.

5.5.4. Порядок диагностирования стальных и полиэтиленовых газопроводов, а также газового оборудования должен устанавливаться нормативными документами, утверждаемыми Госгортехнадзором России.

5.5.5. Участки стальных газопроводов, проложенные под магистральными железными дорогами, автомобильными дорогами I и II категории, под проезжей частью улиц с интенсивным движением транспорта, через судоходные водные преграды, должны исследоваться с применением метода акустической эмиссии или иными неразрушающими методами.

5.5.6. При диагностировании стальных газопроводов следует руководствоваться Инструкцией по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов (РД 12-411–01), утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 09.07.2001 № 28, не нуждается в государственной регистрации (письмо Минюста России от 19.07.2001 № 07/7289-ЮД).

5.5.7. Продление ресурса эксплуатации газопровода и установ-

ление срока последующего проведения технического диагностирования газопровода определяются экспертной организацией.

5.5.8. По результатам диагностирования составляется заключение экспертизы, содержащее ресурс безопасной эксплуатации газопровода и мероприятия по ремонту или его замене.

Заключение экспертизы о техническом состоянии газопровода утверждается территориальным органом Госгортехнадзора России в установленном порядке.

5.6. Газорегуляторные пункты

5.6.1. Режим работы ГРП, в том числе блочных (ГРПБ), шкафных газорегуляторных пунктов (ШРП) и газорегуляторных установок (ГРУ), должен устанавливаться в соответствии с проектом.

5.6.2. Параметры настройки регуляторов в ГРП городов и населенных пунктов для бытовых потребителей должны исходить из максимального давления на выходе до 0,003 МПа.

5.6.3. Предохранительные сбросные клапаны, в том числе встроенные в регуляторы давления, должны обеспечить сброс газа при превышении номинального рабочего давления после регулятора не более чем на 15 %; верхний предел срабатывания предохранительных запорных клапанов (ПЗК) не должен превышать номинальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 25 %.

5.6.4. Колебания давления газа на выходе из ГРП допускается в пределах 10% рабочего давления. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа, должны устраняться в аварийном порядке.

5.6.5. Включение в работу регулятора давления в случае прекращения подачи газа должно производиться после выявления причины срабатывания предохранительного запорного клапана (ПЗК) и принятия мер по устранению неисправности.

5.6.6. При эксплуатации ГРП с номинальной пропускной способностью регулятора свыше 50 м^3/ч должны выполняться

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

следующие работы, если изготовителем не исключены отдельные виды работ или предусмотрена большая периодичность их проведения:

осмотр технического состояния (обход) в сроки, устанавливаемые производственной инструкцией;

проверка параметров срабатывания предохранительных запорных и сбросных клапанов — не реже одного раза в 3 мес, а также по окончании ремонта оборудования;

техническое обслуживание — не реже одного раза в 6 мес;

текущий ремонт — не реже одного раза в 12 мес;

капитальный ремонт — при замене оборудования, средств измерений, ремонте отдельных элементов здания, систем отопления, вентиляции, освещения — на основании дефектных ведомостей, составленных по результатам технических осмотров и текущих ремонтов.

5.6.7. Осмотр технического состояния и текущий ремонт ГРП с пропускной способностью регулятора свыше 50 $м^3$/ч должен проводиться по графикам в сроки, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации, утвержденным техническим руководителем эксплуатирующей организации.

5.6.8. При осмотре технического состояния ГРП с пропускной способностью регулятора свыше 50 $м^3$/ч должны выполняться:

проверка по приборам давления газа до и после регулятора, перепада давления на фильтре, температуры воздуха в помещении (шкафу), если предусмотрено их отопление, отсутствия утечки газа с помощью мыльной эмульсии или прибором;

контроль за правильностью положения молоточка и надежности сцепления рычагов предохранительного запорного клапана;

смена картограмм регистрирующих приборов, прочистка и заправка перьев, завод часового механизма. Установка пера на «нуль» — не реже одного раза в 15 дней;

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

внешний и внутренний осмотр здания ГРП, при необходимости — очистка помещения и оборудования ГРП от загрязнений.

При оснащении систем газоснабжения городских и сельских поселений средствами АСУ ТП РГ технический осмотр ГРП должен производиться в сроки, определяемые инструкцией по эксплуатации систем телемеханики, но не реже одного раза в месяц.

5.6.9. При техническом обслуживании ГРП с пропускной способностью регулятора свыше 50 м^3/ч должны выполняться работы, предусмотренные при осмотре технического состояния, а также:

проверка работоспособности и герметичности запорной арматуры и предохранительных клапанов;

проверка плотности всех соединений и арматуры, устранение утечек газа, осмотр и очистка фильтра;

определение плотности и чувствительности мембран регулятора давления и управления;

продувка импульсных трубок к контрольно-измерительным приборам, предохранительному запорному клапану и регулятору давления;

проверка параметров настройки запорных и сбросных клапанов.

5.6.10. При ежегодном текущем ремонте ГРП с пропускной способностью регулятора свыше 50 м^3/ч должны выполняться работы, предусмотренные при техническом обслуживании, а также:

разборка регуляторов давления, предохранительных клапанов с очисткой их от коррозии и загрязнений, проверка плотности клапанов относительно седла, состояние мембран, смазка трущихся частей, ремонт или замена изношенных деталей, проверка надежности креплений конструкционных узлов, не подлежащих разборке;

разборка запорной арматуры, не обеспечивающей герметичность закрытия;

ремонт строительных конструкций;

проверка и прочистка дымоходов ГРП — один раз в год перед отопительным сезоном;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

ремонт системы отопления ГРП — один раз в год перед отопительным сезоном.

Если заводом-изготовителем установлен иной состав работ и периодичность их проведения к оборудованию, то работы выполняются в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя.

5.6.11. К капитальному ремонту ГРП с пропускной способностью регулятора свыше 50 м^3/ч относятся работы по:

ремонту здания (конструктивных элементов) и его инженерного оборудования (освещения, вентиляции, отопления);

ремонту и замене устаревшего и изношенного оборудования или отдельных его узлов и частей.

5.6.12. При эксплуатации ШРП с пропускной способностью регулятора до 50 м^3/ч должны выполняться:

осмотр технического состояния, совмещенный с техническим обслуживанием, — не реже одного раза в 12 мес;

текущий и капитальный ремонт по мере необходимости.

5.6.13. При выполнении технического обслуживания (совмещенного с осмотром технического состояния) ШРП с пропускной способностью регулятора до 50 м^3/ч должны выполняться следующие виды работ, если иной порядок не установлен заводом-изготовителем:

внешний осмотр оборудования, при необходимости — очистка его от загрязнений;

проверка по прибору величины давления газа после регулятора, засоренности фильтра и при необходимости его прочистка;

проверка величины параметра срабатывания предохранительного запорного клапана;

проверка отсутствия утечек газа, при выявлении их устранение.

5.6.14. Газ по обводному газопроводу (байпасу) допускается подавать только в течение времени, необходимого для ремонта оборудования и арматуры. Работа должна выполняться бригадой рабочих в составе не менее двух человек под руководством специалиста.

5.6.15. Перепад давления газа на фильтре не должен превышать величины, установленной заводом-изготовителем.

Разборка и очистка кассеты фильтра должны производиться при техническом обслуживании вне помещения ГРП (ГРУ) в местах, удаленных от легковоспламеняющихся веществ и материалов.

5.6.16. Настройка и проверка параметров срабатывания предохранительных клапанов допускается с помощью регулятора давления, если верхний предел их срабатывания не превышает 0,003 МПа.

5.6.17. При разборке оборудования отключающие устройства должны быть закрыты. На границах отключаемого участка устанавливаются заглушки, рассчитанные на максимальное входное давление газа.

Для удобства установки заглушек при монтаже газопроводов должны предусматриваться фланцевые соединения для установки поворотной или листовой заглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой.

5.6.18. Техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования газорегуляторных пунктов с гарантированным сроком эксплуатации могут производиться в соответствии с паспортом завода-изготовителя. По истечении гарантийного срока это оборудование должно пройти сервисное обслуживание с оформлением акта.

5.6.19. Ремонт электрооборудования ГРП и замена электроламп должны проводиться при снятом напряжении.

Снаружи здания ГРП, на ШРП и ограждении ГРУ должны быть предупредительные надписи «Огнеопасно — газ».

5.7. Взрывозащищенное электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, системы автоматизации и сигнализации

5.7.1. Эксплуатационная организация должна обеспечить постоянный технический контроль, обслуживание, текущий и капитальный ремонт приборов и средств автоматизации, блокировок и сигнализации, установленных на газопроводах и газоиспользующих

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

установках, а также взрывозащищенного электрооборудования, обеспечивающего режим безопасной коммутации электроцепей во взрывоопасных зонах и помещениях.

5.7.2. Проверка герметичности импульсных газопроводов проводится при осмотрах и техническом обслуживании газового оборудования.

5.7.3. Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту средств измерений, систем автоматизации и сигнализации устанавливаются государственными стандартами на соответствующие приборы или инструкциями заводов-изготовителей. Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту технических средств АСУ ТП РГ определяются ее разработчиком и согласовываются с эксплуатирующей организацией и территориальным органом Госгортехнадзора России.

5.7.4. Проведение метрологического надзора за средствами измерений осуществляется в соответствии с требованиями нормативных актов в области метрологического контроля.

5.7.5. Периодической метрологической поверке подлежат следующие средства измерений:

тягонапоромеры; манометры показывающие, самопишущие, дистанционные — не реже одного раза в 12 мес;

переносные и стационарные стандартизированные газоанализаторы, сигнализаторы довзрывных концентраций газа — один раз в 6 мес, если другие сроки не установлены заводом-изготовителем.

5.7.6. Не допускаются к применению средства измерения, у которых отсутствуют пломба или клеймо, просрочен срок поверки, имеются повреждения, стрелка при отключении не возвращается к нулевому делению шкалы на величину, превышающую половину допускаемой погрешности для данного прибора.

5.7.7. На циферблате или корпусе показывающих манометров должно быть обозначено значение шкалы, соответствующее максимальному рабочему давлению.

5.7.8. Значение уставок срабатывания автоматики безопасности, блокировок и средств сигнализации должно соответствовать

параметрам, указанным в техническом отчете пусконаладочной организации.

Сигнализаторы, контролирующие состояние загазованности, должны срабатывать при возникновении в помещении концентрации газа, не превышающей 20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени.

5.7.9. АСУ ТП РГ должна обеспечивать достоверность и надежность получения информации по автоматизированным зонам обслуживания.

5.7.10. Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должна проводиться не реже одного раза в месяц, если другие сроки не предусмотрены заводом-изготовителем.

5.7.11. Проверка сигнализаторов загазованности должна выполняться с помощью контрольных газовых смесей.

5.7.12. Эксплуатация газового оборудования с отключенными технологическими защитами, блокировками, сигнализацией и контрольно-измерительными приборами, предусмотренными проектом, не допускается.

5.7.13. Приборы, снятые в ремонт или на поверку, должны заменяться на идентичные по условиям эксплуатации.

5.7.14. Техническое обслуживание и ремонт средств измерений, устройств автоматики и телемеханики АСУ ТП РГ должны осуществляться персоналом газораспределительной организации или по договору специализированной организацией, имеющей соответствующий опыт в проведении таких работ.

Персонал, осуществляющий техническое обслуживание и ремонт устройств автоматики и телемеханики АСУ ТП РГ, должен знать устройство и работу аппаратуры, приборов КИП, уметь производить ее ремонт и регулировку, знать устройство газового оборудования, быть аттестованным по вопросам промышленной безопасности, а также пройти проверку знаний настоящих Правил и правил безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, с присвоением соответствующей группы по электробезопасности.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

5.7.15. Работы по регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийных защит, блокировок и сигнализации в загазованном помещении не допускаются.

5.7.16. Устройство электрооборудования, используемого в газораспределительных сетях, должно отвечать требованиям правил устройства электроустановок и эксплуатироваться с соблюдением правил технической эксплуатации и техники безопасности электроустановок потребителей и инструкций заводов-изготовителей.

5.7.17. Порядок организации ремонта электрооборудования в нормальном исполнении и взрывозащищенного, объем и периодичность выполняемых при этом работ должны соответствовать требованиям соответствующих нормативных документов.

5.8. Средства защиты газопроводов от коррозии

5.8.1. Эксплуатация средств электрохимической защиты и периодический контроль потенциалов на подземных газопроводах должны проводиться специализированными организациями, службами, лабораториями, аттестованными в порядке, устанавливаемом Госгортехнадзором России.

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

5.8.3. Электрохимическая защита газопроводов в грунтах высокой коррозионной агрессивности независимо от влияния блуждающих токов должна обеспечивать значения поляризационных потенциалов стали в пределах от –0,85 до –1,15 вольт (относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения) или значения суммарного потенциала (включающие поляризационную и

омическую составляющие) — разности потенциалов между трубой и землей в пределах от –0,9 до –2,5 вольт (относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения).

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

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

5.8.5. Технический осмотр электрозащитных установок, не оборудованных средствами телеметрического контроля, должен производиться не реже четырех раз в месяц — на дренажных, два раза в месяц — на катодных, один раз в 6 месяцев — на протекторных установках.

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

5.8.6. Проверка эффективности электрохимической защиты газопровода должна проводиться путем измерения поляризационного потенциала или разности потенциалов между трубой и землей не реже чем два раза в год (с интервалом не менее 4 месяцев), а также после каждого изменения рабочих параметров электрозащитных установок или коррозионных условий.

5.8.7. Проверка эффективности электрохимической защиты проводится на защищаемом газопроводе в опорных точках (в точке подключения электрозащитной установки и на границах создаваемой ею защитной зоны).

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

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

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

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

5.8.9. 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).

5.8.10. Исправность электроизолирующих соединений должна проверяться не реже одного раза в 12 месяцев.

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

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

5.8.13. Приборное обследование состояния изоляционного покрытия газопроводов должно производиться не реже одного раза в 5 лет.

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

5.8.15. Изоляция сварных стыковых соединений газопроводов, мест врезок (присоединений), ремонт поврежденных участков покрытий и контроль качества выполненных работ должны осу-

ществляться по технологическим инструкциям для каждого вида покрытий, согласованным с органами Госгортехнадзора России.

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

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

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

5.8.18. Владельцем газопровода должны устанавливаться причины возникновения коррозионноопасных зон.

5.8.19. Каждый случай сквозного коррозионного повреждения газопроводов подлежит расследованию в установленном порядке комиссией, в состав которой должен входить представитель специализированной организации по защите газопроводов от коррозии. О дате и месте работы комиссии собственник газопровода обязан заблаговременно известить территориальный орган Госгортехнадзора России.

5.9. Внутренние газопроводы и газоиспользующие установки, производственные, отопительно-производственные и отопительные котельные

5.9.1. Производственные помещения, в которых проложены газопроводы и установлены газоиспользующие установки и арматура, должны быть доступны для технического обслуживания и ремонта, а также соответствовать проекту.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

5.9.2. Запрещается использовать газопроводы в качестве опорных конструкций и заземлений.

5.9.3. Внутренние газопроводы, а также газовое оборудование (технические устройства) должны подвергаться техническому обслуживанию не реже одного раза в месяц и текущему ремонту — не реже одного раза в 12 месяцев в случаях, если в паспорте завода-изготовителя нет ресурса эксплуатации и нет данных об его ремонте.

5.9.4. Проверка технического состояния промышленных дымоотводящих устройств (газоходов, боровов и дымовых труб) должна производиться после их ремонта, а также до пуска в работу установок сезонного действия и при нарушении тяги.

5.9.5. Газопроводы к газоиспользующим установкам, котлам и печам при пуске газа должны продуваться газом до вытеснения всего воздуха в течение времени, определенного расчетом (экспериментально), указанного в производственной инструкции, но не менее 10 мин. Окончание продувки определяется анализом на содержание кислорода в газопроводах. При содержании кислорода более 1 % по объему розжиг горелок не допускается.

Газопроводы должны иметь систему продувочных газопроводов с отключающими устройствами и штуцерами для отбора проб в местах, определенных проектом.

Продувать газопроводы через трубопроводы безопасности и газогорелочные устройства не допускается.

5.9.6. Топки и газоходы перед пуском газоиспользующих установок, котлов, печей должны быть провентилированы.

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

5.9.7. Отключающая арматура на газопроводе перед горелкой должна перед розжигом проверяться на герметичность затвора в порядке, установленном проектом.

Горелки пусковой мощностью свыше 0,4 МВт должны оснащаться стационарной запальной горелкой, обеспечивающей факел у основной горелки в режиме розжига, а также наличие факела на всех режимах работы газоиспользующей установки.

Врезка газопровода к защитно-запальным устройствам (ЗЗУ) горелок для газоиспользующих установок должна быть выполнена до предохранительных запорных клапанов (ПЗК).

На котлах, конструкцией которых предусмотрены растопочные горелки, защитно-запальные устройства (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.

5.9.8. Газопроводы газоиспользующих установок с горелками единичной тепловой мощностью свыше 0,35 до 1,2 МВт должны быть оборудованы по ходу газа двумя располагаемыми последовательно предохранительными запорными клапанами (ПЗК) и регулирующим устройством перед горелкой.

Газопроводы газоиспользующих установок с горелками единичной тепловой мощностью свыше 1,2 МВт должны быть оборудованы по ходу газа двумя располагаемыми последовательно предохранительными запорными клапанами (ПЗК), автоматическим отключающим устройством, установленным между ними, связанным с атмосферой, обеспечивающим автоматическую проверку герметичности затворов предохранительных запорных клапанов (ПЗК) перед запуском (розжигом) и регулирующим устройством перед горелкой.

5.9.9. На газоиспользующих установках, оборудованных группой горелок с контролируемым факелом, обеспечивающим розжиг остальных горелок (группы), допускается первый по ходу газа предохранительный запорный клапан (ПЗК) устанавливать общим.

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

погасания факела горелки;

отклонения давления газа перед горелкой за пределы области устойчивой работы;

понижения давления воздуха ниже допустимого (для двухпроводных горелок);

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

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

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

5.9.11. Каждая газоиспользующая установка должна быть оснащена блокировкой, исключающей подачу газа в топку при отсутствии факела на защитно-запальном устройстве (ЗЗУ).

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

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

5.9.12. Если при розжиге горелки или в процессе регулирования произошел отрыв, проскок или погасание пламени, подача газа на горелку и защитно-запальное устройство (ЗЗУ) должна быть немедленно прекращена.

К повторному розжигу разрешается приступить после устранения причины неполадок, вентиляции топки и газоходов в течение времени, указанного в производственной инструкции, но не менее 10 мин, а также проверки герметичности затвора отключающей арматуры перед горелкой.

5.9.13. Допускается эксплуатация газоиспользующих установок без постоянного наблюдения со стороны персонала при оборудовании их системой автоматизации, обеспечивающей безаварийную работу и противоаварийную защиту в случае возникновения неполадок.

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

5.9.14. Установленные средства защиты должны немедленно прекращать подачу газа на газоиспользующую установку при возникновении недопустимых отклонений в работе оборудования, предусмотренных производственной инструкцией.

5.9.15. Запорная арматура на газопроводах безопасности после отключения установки должна находиться в открытом положении.

5.9.16. Перед ремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом топок или газоходов, а также при выводе из работы установок сезонного действия газовое оборудование и запальные трубопроводы должны отключаться от газопроводов с установкой заглушек после запорной арматуры.

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

5.9.17. До включения в работу газоиспользующих установок, в том числе сезонного действия, должны обеспечиваться:

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

текущий ремонт газового оборудования и систем автоматизации;

проведение планово-предупредительного ремонта газифицированных установок и вспомогательного оборудования;

проверка исправности промышленных вентиляционных и дымоотводящих систем;

выполнение требований нормативно-технических документов по устройству и безопасной эксплуатации котлов, утверждаемых Госгортехнадзором России.

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

5.9.18. Помещения с установленным в нем газоиспользующим оборудованием должны быть оснащены системой контроля воздуха по содержанию в нем окиси углерода и метана.

5.9.19. Прямоточные теплогенераторы, отапливающие каменки в парильном отделении бань, выключаются до открытия бань.

5.9.20. Конструкция газового оборудования (технических

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

устройств), используемого в газораспределении и газопотреблении, должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение расчетного ресурса работы, принятого в технических условиях и государственных стандартах, а также возможность его ремонта или замены отдельных узлов (блоков).

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

5.9.21. Оборудование должно соответствовать требованиям Правил применения технических устройств на опасных производственных объектах, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 25.12.1998 № 1540[23], и другой нормативно-технической документации в области промышленной безопасности.

5.9.22. Газовое оборудование (технические устройства), в том числе иностранного производства, должно быть сертифицировано, а также иметь разрешение Госгортехнадзора России на применение в соответствии с требованием Инструкции о порядке выдачи Госгортехнадзором России разрешений на выпуск и применение оборудования для газового хозяйства Российской Федерации (РД 12-88–95)*, утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 14.02.1995 № 8, зарегистрированным в Минюсте России 15.06.1995 г., рег. № 872[24].

Номер сертификата и разрешения вносится в паспорт технического устройства.

---

[23] Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, № 1, ст. 191.

* Действует также Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по выдаче разрешений на применение конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах, утвержденный приказом Ростехнадзора от 29.02.08 № 112, зарегистрированным Минюстом России 19.03.08 г., регистрационный № 11363. (*Примеч. изд.*)

[24] Российские вести, 20.07.1995, № 134.

6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОПРОВОДОВ НА ТЕРРИТОРИЯХ С ОСОБЫМИ УСЛОВИЯМИ

6.1. Общие требования

6.1.1. Проектирование, строительство и эксплуатация газопроводов на территориях с особыми условиями должны осуществляться с учетом наличия и значений их воздействия на газопровод, связанных с рельефом местности, геологическим строением грунта, гидрогеологическим режимом, подработкой территории строительства газопровода, климатическими и сейсмическими условиями, а также с другими воздействиями и возможностью их изменения во времени.

6.1.2. Допускается не предусматривать дополнительные мероприятия в просадочных грунтах I типа, слабонабухающих, слабопучинистых, слабозасоленных, слежавшихся насыпных грунтах, если напряжения в газопроводах от деформаций не превышают допустимые, определенные на стадии проектирования, и (или) отсутствуют условия, вызывающие эти деформации.

6.1.3. Допускается прокладка полиэтиленовых газопроводов на территории городских и сельских поселений при сейсмичности более 7 баллов, на подрабатываемых и закарстованных территориях, в районах распространения вечномерзлых грунтов из труб с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 при 100 %-ном контроле соединений сваренных встык ультразвуковым методом.

6.1.4. При проектировании зданий ГРП, опор газопроводов, колодцев и других сооружений на газопроводах следует руководствоваться требованиями настоящих Правил, а также соответствующих строительных норм и правил, учитывающих особые условия строительства.

6.1.5. При прокладке подземных газопроводов в водонасыщенных грунтах ниже уровня 2 % обеспеченности необходимо предусматривать пригрузку (балластировку) газопроводов.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Конструкция грузов должна быть стойкой к агрессивному воздействию грунта и грунтовых вод, исключать возможность повреждения изоляции.

6.1.6. При высоком уровне грунтовых вод следует предусматривать водопонижение, дренажные устройства. Допускается наземная или надземная прокладка газопровода.

6.1.7. В местах ввода газопроводов в здания и сооружения следует предусматривать эластичные уплотнения, допускающие свободные перемещения труб.

6.1.8. При прокладке подземных газопроводов на участках с неравномерной деформацией грунта следует предусматривать мероприятия, снижающие напряжение в газопроводе (установку компенсаторов, засыпку газопровода незащемляющими грунтами на участках не менее 50 диаметров по обе стороны).

6.1.9. При строительстве газопроводов следует, как правило, применять длинномерные трубы.

6.1.10. На вводах в здания следует предусматривать футляры с диаметром обеспечения зазора между футляром и газопроводом не менее $^1/_3$ величины осадки или выпучивания здания.

6.1.11. Перед началом строительства газопровода необходимо уточнить соответствие данных инженерных изысканий (топографию, геологию, гидрологию, сейсмичность площадки) проекту.

При выявлении их несоответствия следует согласовывать дальнейшее ведение работ по строительству газопровода с проектной организацией.

Проектная организация должна обеспечить авторский надзор за строительством газопровода на весь период его строительства.

6.1.12. Проверка качества сварных соединений (стыков) физическими методами контроля при строительстве газопроводов в районах с особыми условиями должна производиться в соответствии с действующими строительными нормами и правилами, учитывающими степень риска от газопроводов и условия их эксплуатации.

6.1.13. Газовые хозяйства, эксплуатирующие газопроводы на

территориях с особыми условиями, должны иметь службы, в задачи которых должны входить:

контроль выполнения технических мероприятий как в период строительства, так и при проведении технического обслуживания, текущего и капитального ремонта газопроводов;

изучение и анализ сведений о проводимых и планируемых горных подработках, оказывающих вредное влияние на газопроводы и вызывающих их деформацию;

организация и проведение наблюдений за изменением напряженно-деформированного состояния газопроводов в процессе горных подработок, а также прогнозирование этих изменений по данным инструментальных наблюдений за сдвижением земной поверхности;

решение организационно-технических вопросов по обеспечению надежности и безопасности газопроводов перед началом очередных горных подработок, в процессе интенсивного сдвижения земной поверхности, а также в других случаях, вызванных геологическим строением грунта и его гидрогеологическим режимом;

разработка совместно с горными производствами, проектными организациями мер защиты эксплуатируемых газопроводов от вредного влияния горных разработок, а также мероприятий по предупреждению проникновения газа в подземные коммуникации и здания.

6.1.14. В газовом хозяйстве должны быть составлены дополнительные планы и графики осмотра газопроводов после выявления деформации грунта и других явлений, которые могут вызвать недопустимые напряжения в газопроводе.

6.1.15. Внеплановый обход трассы газопроводов следует производить после аварий на водонесущих коммуникациях, сооружениях, расположенных в районе прокладки газопровода, обильных дождей, подъема грунтовых вод и уровня воды в реках, ручьях, оврагах, обводнения и заболачивания трассы газопровода.

6.1.16. Газопроводы в слабопучинистых, слабонабухающих грунтах, грунтах I типа просадочности, слежавшихся насыпных,

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

вечномерзлых грунтах, районах с сейсмичностью до 6 баллов (для надземных газопроводов) и до 7 баллов (для подземных) следует обходить в общеустановленные сроки.

6.1.17. При эксплуатации газопроводов следует уделять внимание участкам ввода газопроводов в здания. Вести наблюдение за зазором между трубопроводом и футлярами, а также за состоянием напряжения компенсаторов.

6.1.18. Следует предусматривать мероприятия по отводу воды от траншеи газопровода, не допускать обводнения и заболачивания трассы.

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

6.1.20. При обходе подземных газопроводов следует следить за деформациями колодцев сооружений, вызванными осадками или выпучиванием, а также за наличием в них воды.

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

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

6.1.22. Как правило, следует предусматривать устройство автодорог для строительства и эксплуатации газопроводов на территории с особыми условиями.

6.2. Вечномерзлые грунты

6.2.1. Прокладка газопроводов в районах с вечномерзлыми грунтами допускается надземной. Наземная прокладка газопровода выполняется в обваловании с укладкой его на основание из песка или другого непучинистого грунта. Габариты основания и обвалов-

ки газопровода следует принимать по теплотехническому расчету, подтверждающему обеспечение устойчивости газопровода.

6.2.2. При проектировании газопроводов в вечномерзлых грунтах в качестве основания следует предусматривать:

вечномерзлые основания в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и эксплуатации;

вечномерзлые грунты основания, которые используются в оттаявшем состоянии.

6.2.3. Надземную прокладку газопровода следует выполнять на земляных подушках при строительстве газопроводов на основании из вечномерзлых грунтов в оттаявшем состоянии и (или) на опорах и сваях при использовании оснований в мерзлом состоянии.

6.2.4. Подземную прокладку газопроводов следует выполнять при отрицательной температуре газа.

6.2.5. При проектировании газопроводов следует предусматривать устойчивость газопроводов и сооружений на них от воздействия оттаивающих и промерзающих грунтов.

6.2.6. При переходе подземного газопровода через железнодорожные пути и автодороги следует предусматривать мероприятия по предупреждению оттаивания грунта земляного полотна и основания насыпи дорог.

6.2.7. Строительство газопроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах, следует производить, как правило, в зимнее время, а в летний период выполнять сопутствующие работы.

6.2.8. В летний период следует предусматривать мероприятия по предотвращению протаивания грунтов.

В зимний период, как правило, следует разрабатывать переувлажненные грунты с малой несущей способностью.

6.2.9. Устройство обвалования и земляных опор при наличии в основании устойчивых грунтов не требует дополнительных условий.

Для обеспечения устойчивости газопроводов на переувлажненных основаниях, неустойчивых при оттаивании грунтов следует производить присыпку газопровода сухим несмерзшимся грунтом при сохранении мохового покрова под отсыпками.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

6.2.10. Скважины под опоры следует, как правило, закладывать в зимний период механическим (бурением) или термическим (пропариванием мерзлых грунтов) способом.

6.2.11. После проходки скважины следует заполнить ее на $^1/_3$ высоты шламом (глиняным или другим раствором), обеспечивающим свободное погружение сваи и связь раствора после смерзания со сваей и стенками скважин.

Сваи в целях обеспечения их вертикального положения следует раскреплять.

6.2.12. Укладка труб на сваи допускается только после обеспечения полного смерзания сваи с грунтом.

6.2.13. Забивка свай в грунты при залегании вечномерзлых грунтов ниже острия сваи должна производиться как в обычных грунтовых условиях.

6.3. Просадочные грунты

6.3.1. При подземной прокладке газопроводов при величине недопустимых осадок и просадок грунта следует устраивать маловодопроницаемый экран из уплотненных грунтов, толщина которого определяется расчетом. Засыпку пазух траншеи следует производить недренирующим водонепроницаемым грунтом (местные лессовидные суглинки, супеси, глины) слоями с уплотнением до естественной плотности грунта.

6.3.2. При надземной прокладке газопровода следует предусматривать водонепроницаемые экраны под основанием фундаментов опор, засыпку пазух фундамента недренирующим грунтом и устройство отмостки.

Отмостка должна перекрывать пазухи фундаментов не менее чем на 0,5 м. Под отмосткой следует устраивать глиняный замок толщиной не менее 0,15 м.

6.3.3. Рытье траншеи в грунтах II типа просадочности следует производить после окончания предусмотренных проектом работ, обеспечивающих предотвращение стока поверхностных вод в траншею как в период строительства, так и в период эксплуатации.

6.3.4. При рытье траншеи в грунтах II типа просадочности следует ее длину назначать с учетом обеспечения укладки и засыпки трубопровода после окончания смены. Засыпка должна производиться недренирующими грунтами с уплотнением до естественной плотности грунта. Устройство водонепроницаемого экрана, отмостки, засыпка траншеи должны производиться с учетом требований проекта, а также общих указаний.

6.4. Набухающие грунты

6.4.1. Для подземных газопроводов при величине расчетных деформаций основания с набухающими грунтами больше допустимых следует предусматривать:

устройство компенсирующих песчаных (кроме пылеватых и мелкозернистых) подушек с шириной и высотой по расчету на кровле ненабухающих или в пределах слоя набухающих грунтов с их уплотнением до объемного веса не менее 1,6 г/см;

выполнение водозащитных мероприятий;

планировку территории, обеспечивающую отвод поверхностных вод от траншеи;

полную или частичную замену набухающего грунта ненабухающим.

Выбор метода устранения или снижения действия набухающих грунтов на газопровод следует осуществлять исходя из технико-экономических обоснований, определенных проектом.

6.4.2. Засыпку траншей следует предусматривать либо привозным недренирующим грунтом, либо местным грунтом с предварительным его увлажнением.

6.4.3. Строительство газопроводов в средненабухающих и сильнонабухающих грунтах должно осуществляться аналогично строительству в просадочных грунтах II типа.

6.4.4. При эксплуатации газопроводов следует выявлять появление выпучивания засыпки траншеи и опор газопровода.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

6.5. Элювиальные грунты

6.5.1. При проектировании следует предусматривать мероприятия, аналогичные для просадочных и набухающих грунтов, в зависимости от характера воздействия элювиальных грунтов на газопроводы.

В грунтах с наличием включений скальных пород следует предусматривать полную замену их рыхлых включений из верхней зоны основания на толщину не менее 0,2 м песком (кроме пылеватого и мелкого) или мелкозернистым щебнем, гравием с уплотнением.

6.5.2. При наличии в основании грунтов, теряющих свою устойчивость и несущую способность под воздействием воздуха и воды, следует предусматривать недобор грунта не менее 0,3 м для пылеватоглинистых и песчаных, а также для крупнообломочных аргиллитоалевритовых грунтов, 0,15 м для прочих элювиальных грунтов и 0,5 м для пологозалегающих углистых и сажистых прослоев.

6.5.3. При строительстве газопроводов в элювиальных грунтах следует выполнять мероприятия, предусмотренные при строительстве на набухающих, просадочных грунтах, обладающих аналогичными свойствами.

6.5.4. При строительстве газопровода в грунтах, переходящих в неустойчивое состояние от воздействия воды и температуры окружающего воздуха, траншея на проектную глубину не разрабатывается.

6.5.5. Укладка изолированного на бровке траншеи или в заводских условиях газопровода осуществляется после доработки дна траншеи на участке исходя из условия окончания работ по укладке и засыпки траншеи в течение смены.

Засыпку траншеи следует производить сразу после монтажа газопровода.

6.6. Пучинистые грунты

6.6.1. В среднепучинистых, сильнопучинистых и чрезвычайно пучинистых грунтах следует предусматривать глубину прокладки

газопроводов, как правило, ниже глубины промерзания. Засыпку и подбивку тела трубы газопровода следует производить несмерзающим сыпучим грунтом (пески средне- и крупнозернистые и др.).

6.6.2. Толщину подсыпки и подбивки тела газопровода следует принимать не менее 10 см, засыпки — не менее 20 см.

6.6.3. В целях уменьшения воздействия сил морозного пучения при необходимости следует предусматривать противопучинные мероприятия: тщательное уплотнение грунтов засыпки; устройство отвода поверхностных вод за счет планировки территории вдоль трассы; замена грунта на непучинистый и т.д.

6.6.4. Переходы газопроводов через естественные и искусственные преграды следует, как правило, предусматривать надземными или прокладывать ниже глубины промерзания.

6.6.5. Рытье траншеи следует выполнять после окончания предусмотренных проектом работ, обеспечивающих предотвращение стока поверхностных вод в траншею как в период строительства, так и в период эксплуатации.

6.6.6. Рытье траншей следует выполнять с учетом обеспечения полной засыпки газопровода после окончания смены. Устройство водонепроницаемого экрана, отмостки и засыпка траншеи должны производиться с учетом требований проекта.

6.6.7. Внеплановый обход трассы следует проводить не реже одного раза в 7 дней в застроенной части поселения и одного раза в 15 дней в незастроенной части в осенне-зимний период при резком похолодании.

6.7. Сейсмические районы

6.7.1. Сейсмостойкость газопроводов следует обеспечивать при надземной прокладке при сейсмичности свыше 6 баллов, а при подземной — свыше 7 баллов:

выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трасс;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

повышением коэффициента прочности для полиэтиленовых труб не менее 2,8;

прочностью и устойчивостью конструкций газопроводов, подтвержденных соответствующими расчетами.

6.7.2. Расчетную сейсмичность и параметры колебаний грунта следует принимать одинаковыми как для надземных, так и подземных газопроводов.

6.7.3. Прокладку газопроводов через естественные и искусственные преграды, а также на участках тектонических разломов, как правило, следует предусматривать надземной.

При выборе трассы следует избегать участков с косогорами, неустойчивыми, просадочными и набухающими грунтами, пересечениями горных выработок, активных тектонических разломов, селеопасных и оползневых склонов, а также участков, где возможно развитие карстовых процессов или сейсмичность которых превышает 9 баллов.

Прокладка газопроводов в перечисленных условиях допускается только при соответствующем обосновании и согласовании с органами Госгортехнадзора России.

6.7.4. Для ГРП поселений с входным давлением свыше 0,6 МПа и предприятий с непрерывными технологическими процессами следует предусматривать подземные обводные газопроводы с установкой отключающих устройств вне зоны возможного обрушения ГРП.

Для таких предприятий следует предусматривать подачу газа, как правило, от двух газопроводов.

6.7.5. В проектах следует предусматривать подвижные соединения газопроводов с оборудованием, а также в местах прохождения через конструкции зданий и сооружений.

В местах присоединений (врезок) газопроводов и подсоединения к оборудованию следует предусматривать устройство компенсационных участков за счет углов поворота или компенсаторов.

6.7.6. В проектах газоснабжения поселений с населением более 1 млн человек при сейсмичности 7 баллов, а также поселений с

населением более 100 тыс. человек при сейсмичности 8 и 9 баллов следует предусматривать не менее двух ГРС.

6.7.7. При проектировании наружных газопроводов в районах с сейсмичностью 7 баллов и более следует:

удалять трассы надземных газопроводов от несейсмостойких зданий и сооружений на расстояние не менее 1,2 высоты указанных зданий и сооружений;

не допускать прокладку газопроводов по стенам несейсмостойких зданий и сооружений;

определять компенсирующую способность участков газопровода между неподвижными опорами с учетом сейсмической нагрузки;

удалять отключающую арматуру газопроводов от несейсмостойких зданий на расстояние не менее 1,2 высоты зданий;

предусматривать подземные вводы газопроводов в несейсмостойкие здания на участке протяженностью не менее 1,2 высоты здания.

6.7.8. Толщина стенок труб должна быть не менее 3 мм для труб диаметром до 50 мм, 4 мм — диаметром свыше 50 до 200 мм и не менее 6 мм — для труб диаметром более 200 мм.

6.7.9. Ввод газопровода в здания должен осуществляться через проемы, размеры которых должны превышать диаметр трубопровода не менее чем на 30 см, при этом ось газопровода должна проходить через центр проема.

6.7.10. Крепление надземных газопроводов к опорам должно быть свободным с предохранением труб от возможного сброса.

6.7.11. Для гашения колебания надземных газопроводов следует, как правило, предусматривать установку компенсаторов, уменьшение величины пролетов между опорами или увеличение жесткости трубы.

6.7.12. На участках трассы с динамически неустойчивыми грунтами и возможными большими осадками или выпучиванием следует предусматривать автоматическую систему контроля и отключения аварийных участков.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

6.7.13. Сварку в плеть трубных секций на берме траншеи следует осуществлять с анкеровкой плети.

6.7.14. Складирование труб следует осуществлять на специальной площадке и закреплять их во избежание раскатки.

6.7.15. На переходах через реки и другие препятствия на площадках с сейсмичностью 9 баллов и более необходимо предусматривать установку сейсмометрических приборов для записи колебаний во время землетрясения.

6.7.16. Внеочередной обход трасс газопроводов следует производить после воздействия на них сейсмических воздействий.

6.8. Подрабатываемые территории

6.8.1. Проектирование газопроводов на подрабатываемых территориях должно осуществляться при наличии разрешений на застройку площадей залегания полезных ископаемых, выдаваемых в установленном порядке с соблюдением мер охраны зданий, сооружений и природных объектов от вредного влияния горных разработок, утвержденных установленным порядком.

6.8.2. При проектировании газопроводов следует учитывать:

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

границы зон влияния горных работ;

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

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

сведения о границах участков по трассе газопровода, подработка которых планируется в перспективе более 20 лет;

места пересечений газопроводом границ охранных и барьерных целиков, а также крупных тектонических нарушений;

зоны возможных образований провалов и крупных трещин с

уступками на земной поверхности в результате ведения горных выработок;

основные параметры подработки: глубина выработки, мощность, длина полумульд, коэффициенты подработанности и параметр, характеризующий влияние наносов.

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

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

6.8.6. Протяженность зоны защиты газопровода должна определяться длиной мульды сдвижения, увеличенной на 150 диаметров в каждую сторону от границы мульды сдвижения.

Установка компенсаторов рекомендуется на участках пересечения газопроводами мест тектонических нарушений, у границ шахтного поля или границ оставляемых целиков, у которых по условиям ведения горных работ ожидается прекращение всех выработок.

6.8.7. При расчете газопроводов следует проверять расчетом прочность газопроводов от воздействия центрального растяжения, продольных напряжений, вызываемых кривизной земной поверхности при подработке выработками в полого и наклонно залегающих пластах и в зоне образования уступа при подработке выработками в крутопадающих пластах, устойчивость в зоне сжатия и компенсационную способность.

6.8.8. Наружные сети газораспределения поселений и промплощадок, как правило, следует закольцовывать.

6.8.9. При газоснабжении потребителей, для которых перерывы в подаче газа недопустимы по технологическим или другим причинам, следует предусматривать подачу газа этим потребителям от двух газопроводов, прокладываемых по территории, подработка

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

которых начинается в разное время, с обязательной закольцовкой газопроводов.

6.8.10. Трасса газопровода должна предусматриваться преимущественно вне проезжей части территории с учетом возможного вскрытия траншей в период интенсивных деформаций земной поверхности в результате горных выработок.

6.8.11. Прокладка газопроводов среднего и высокого давлений по стенам зданий не допускается.

6.8.12. Газопроводы низкого давления внутри кварталов допускается проектировать надземными на отдельно стоящих опорах или по дворовым фасадам зданий.

6.8.13. Газопроводы, а также их вводы в здания, прокладываемые по стенам здания, должны обеспечивать компенсацию перемещений трубопровода, вызываемых раскрытием деформационных швов здания, а также их осадкой.

6.8.14. На подземных газопроводах следует устанавливать контрольные трубки с расстоянием не более 50 м одной от другой, а также на углах поворота, у компенсаторов, на переходах через искусственные преграды.

6.8.15. Надземная прокладка рекомендуется на участках переходов газопроводов через естественные и искусственные преграды, а также на участках, где, по расчетам, возможно образование провалов, трещин с напряжениями в газопроводах, превышающими допустимые при подземной прокладке.

6.8.16. Воздействия от подработки, учитываемые при проектировании газопроводов, должны быть заданы в различных точках по его трассе.

6.8.17. При разбивке трассы следует закрепить постоянными знаками границы влияния горных выработок. Знаки должны иметь высотные отметки и привязку к пикетам трассы.

6.8.18. Конструкция крепления электрических проводников к газопроводу в местах подключения систем электрозащиты должна обеспечивать надежность соединения в случаях подвижности трубы.

6.8.19. Соединение стальных труб газопроводов должно производиться электросваркой. Газовая сварка допускается только для надземных газопроводов давлением до 0,3 МПа, диаметром не более 100 мм.

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

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

6.8.21. В организациях, эксплуатирующих распределительные газопроводы, следует предусматривать службы в целях:

решения организационно-технических вопросов защиты газопроводов в соответствии с проектом и мероприятиями горнодобывающих предприятий;

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

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

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

контроля за строительством, ремонтом и эксплуатацией газопроводов.

6.8.22. Периодичность технического обслуживания газопроводов и сооружений на них, расположенных в зоне влияния горных выработок, в период активной стадии сдвижения земной поверхности:

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

надземный газопровод низкого давления — один раз в 7 дней;

подземный газопровод и надземные газопроводы среднего и высокого давления — один раз в день.

6.8.23. Приборный метод контроля за техническим состоянием газопроводов и изоляции на них — один раз в год, при отсутствии приборов — бурение на наиболее напряженных участках газопровода — один раз в год.

6.8.24. Технический ремонт арматуры в колодцах — один раз в 2 года, на надземных газопроводах — один раз в 5 лет.

6.8.25. Для обеспечения безаварийной работы подземных газопроводов необходимо перед началом горных выработок, если проектом не предусмотрены компенсирующие мероприятия на период активной стадии сдвижения земной поверхности, вскрыть траншею на 50—100 м от границ мульды оседания грунта для освобождения газопровода от защемляющего воздействия грунта.

6.8.26. В зимний период траншею следует засыпать слабосвязанным утепляющим материалом (керамзит, шлаковата и др.).

6.8.27. Вскрытую траншею следует защищать от механических повреждений и попадания в нее поверхностных вод.

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

6.8.29. Для наблюдения за состоянием подземного газопровода на участках появления трещин на поверхности земли следует производить шурфование, а в местах, в которых ожидаются наибольшие напряжения в газопроводе, следует предусматривать строительство смотровых колодцев.

Окончание деформаций земной поверхности должно быть подтверждено заключением специализированной организации, имеющей лицензию территориальных органов Госгортехнадзора России на проведение маркшейдерских работ.

6.9. Горные районы

6.9.1. В горных условиях и в районах с сильнопересеченным рельефом местности прокладку газопроводов следует предусматривать вне зоны затопления или по водораздельным участкам, избегая неустойчивые и крутые склоны, а также районы селевых потоков, горных паводков и т.д.

6.9.2. В оползневых районах и в местах возможного обрушения грунта следует предусматривать прокладку с заглублением ниже плоскости скольжения или возможного обрушения и обеспечением требуемой глубины заглубления газопровода на случай проявления воздействия грунта по трассе газопровода.

6.9.3. Прокладку газопровода следует предусматривать на глубину не менее 0,5 м ниже возможного размыва водой при 5 % обеспеченности или перемещения грунта.

6.9.4. В горных районах допускается надземная прокладка. Следует предусматривать защитные мероприятия по отводу селевых потоков, горных паводков, снежных лавин, оползневых явлений, сдвига и обрушения грунта, а также обеспечивать отвод поверхностных вод.

6.9.5. При расчете трубопроводов на прочность следует учитывать напряжения, возникающие от перемещений газопроводов, вызванных крутизной склона, и предусматривать при необходимости компенсаторы и неподвижные опоры.

6.9.6. При подземной прокладке газопроводов следует предусматривать планировку траншеи с обеспечением продольного уклона не более 15° или выполнение дополнительных мероприятий против сдвига газопровода и засыпки траншеи.

6.9.7. Для предохранения изоляционного покрытия газопроводов в скальных грунтах или других, имеющих крупные включения, в проекте следует предусматривать удаление зазубрин грунта и устройство постели из крупно- или среднезернистого песка толщиной не менее 0,2 м с подбивкой и присыпкой газопровода толщиной не менее 0,2 м.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

6.9.8. Укладку газопровода следует предусматривать только на несущий грунт.

6.9.9. Работы в горных условиях следует выполнять в период наименьшей вероятности появления на участках производства работ селевых потоков, горных паводков, камнепадов, продолжительных ливней и снежных лавин.

6.9.10. На период строительства участков газопровода, где возможны такие условия, следует создавать службы оповещения, аварийно-спасательную и др.

6.9.11. Разработка траншей на продольных уклонах должна выполняться в соответствии с планом производства работ.

6.9.12. На участках трассы, пересекающих горные реки, русла и поймы селевых потоков, не допускается разработка траншей, вывозка и раскладка труб в задел.

6.9.13. При появлении оползневых или обвальных процессов, получении подтверждений о возможности селевых потоков, горных паводков и других неблагоприятных явлений строительство необходимо прекратить.

6.9.14. Вывозка труб до разработки траншей не допускается.

6.9.15. При работах по очистке, изоляции и укладке газопровода в траншею при продольных уклонах свыше 15° следует разрабатывать меры против смещения газопровода.

6.9.16. Сборку и сварку труб на продольных уклонах до 20° следует проводить снизу вверх по склону, при большей крутизне — на промежуточных горизонтальных площадках с последующим протаскиванием подготовленной плети газопровода.

6.9.17. Организациям, эксплуатирующим газопроводы, следует иметь службы, задача которых:

решение организационно-технических вопросов защиты газопровода от селевых потоков, горных паводков, снежных лавин, оползневых явлений, обрушение грунта;

сбор данных по прогнозированию неблагоприятных воздействий на трассу газопровода и разработка совместно с проектной организацией мероприятий по предупреждению их воздействия на газопровод;

осуществление постоянного контроля за сохранностью сооружений, предусмотренных для защиты траншеи газопроводов от размыва, за сползанием засыпки траншеи, а также самого газопровода.

6.9.18. Внеочередной обход трассы газопровода следует производить в случае получения информации о возможности появления на участке трассы газопровода селевых потоков, горных паводков и других неблагоприятных явлений, а также после их окончания.

6.10. Пересечение болот

6.10.1. При подземной прокладке газопровода на болотах I типа следует предусматривать заглубление газопровода на глубину не менее 0,8 глубины промерзания, но не менее предусмотренной для обычных условий.

При надземной прокладке газопровода на болотах II–III типа укладку его следует предусматривать на минеральный грунт.

6.10.2. Наземная прокладка газопроводов допускается на всех типах болот, на болотах III типа — при наличии специальной техники. Прокладка газопроводов должна предусматриваться, как правило, прямолинейной с минимальным числом поворотов. Повороты следует, как правило, обеспечивать за счет упругого изгиба газопровода.

6.10.3. При проектировании наземной прокладки газопровода во избежание размыва обвалования и подмыва газопровода необходимо предусматривать водопропускные сооружения (трубы, лотки, канавы), а также учитывать дополнительные напряжения, вызываемые осадкой торфяной залежи под трубой и в результате осушения болота.

6.10.4. Изоляцию подземных и наземных газопроводов в обваловании следует выполнять с применением устойчивой изоляции.

6.10.5. Надземная прокладка газопроводов допускается на всех типах болот при наличии сваебойной техники, а на болотах III типа — также специальной техники.

6.10.6. Балластировку газопровода при прокладке на болотах

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

следует выполнять винтовыми анкерами, закрепленными в материк, или другими способами, обеспечивающими устойчивость газопровода.

6.10.7. При устройстве лежневых или отсыпанных из грунта дорог для обслуживания трассы газопровода на болотах II–III типа следует предусматривать высоту отсыпки с учетом осадки торфа под воздействием нагрузок.

6.10.8. Производство земляных работ следует производить в зимний период после замерзания верхнего торфяного покрова с учетом мероприятий по уменьшению промерзания грунта на полосе разрытия траншеи.

6.10.9. При строительстве следует использовать в проекте:

для подземных газопроводов укладку бермы с траншеи или лежневой дороги; сплавом; протаскиванием по дну траншеи;

для наземных газопроводов укладку в насыпь, отсыпаемую по дерновому слою болота.

6.10.10. На обводненных участках трассы допускается укладка газопровода непосредственно на воду с последующим погружением до проектных отметок и закреплением.

6.10.11. Для устройства основания и засыпки наземного в обваловании и подземного газопроводов не допускается использовать мерзлый грунт с комьями размером более 50 мм в поперечнике, снег, лед.

6.10.12. Засыпку газопроводов, уложенных в траншею, следует выполнять в соответствии с проектом производства работ в зависимости от типов болот.

6.10.13. Траншеи следует засыпать сразу после окончания изоляционно-монтажных работ в прохладное или холодное время суток.

6.10.14. Сварочные работы, как правило, в летний период следует выполнять на трубозаготовительных базах, в зимний — на трассе строительства.

6.10.15. Изоляцию газопроводов следует выполнять в заводских или базовых условиях.

6.10.16. Способы балластировки и закрепления газопроводов на проектных отметках должны приниматься в соответствии с проектом и планом производства работ в зависимости от типа болота, мощности торфяной залежи, уровня грунтовых вод, методов прокладки, времени проведения работ.

6.10.17. Надземную прокладку газопроводов следует выполнять на сваях, забиваемых в материковый грунт сваебойным оборудованием.

6.10.18. При обходе трассы газопроводов следует контролировать состояние дорог, предусмотренных для обслуживания газопроводов.

6.11. Засоленные грунты

6.11.1. В проектах расчет газопроводов на прочность проводится с учетом осадки, в связи с неравномерностью замачивания основания, схемы фильтрационного потока, неоднородности распределения солей в грунтах. Проектирование следует выполнять, как для обычных незасоленных грунтов при отсутствии возможности замачивания грунтов, незначительных осадках грунта при выщелачивании солей, в остальных случаях — как для просадочных грунтов.

6.11.2. Для прокладки газопроводов в засоленных грунтах преимущественно применять полиэтиленовые трубы.

6.11.3. Строительство должно выполняться аналогично строительству на просадочных грунтах. Верхний слой засоленного грунта толщиной не менее 5 см должен быть удален с поверхности основания насыпи.

6.12. Насыпные грунты

6.12.1. Прокладку подземных газопроводов на основаниях, сложенных из насыпных грунтов, следует предусматривать с учетом их значительной неоднородности по составу, неравномерной сжимаемости, возможности самоуплотнения от изменения гидро-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

геологических условий, замачивания, а также за счет разложения органических включений.

Если насыпные грунты обладают просадочными, набухающими свойствами, прокладку газопроводов следует предусматривать с учетом требований, предусмотренных для этих грунтов.

Если насыпные грунты имеют содержание органического вещества $J_{от}$ больше 0,1, следует предусматривать полную или частичную прорезку этих грунтов, уплотнение грунтов с помощью трамбовки или намывного грунта.

Засыпку пазух фундаментов допускается предусматривать местными грунтами при отсутствии в них крупных включений, грунтов с низкой несущей способностью (торф, сапропели, ил и др.).

6.12.2. Допускается не учитывать дополнительную осадку подстилающих грунтов при давности отсыпки насыпей из песков и шлаков более двух лет и пылевато-глинистых грунтов, золошлаков — пяти лет.

6.12.3. Прокладку наземных газопроводов следует предусматривать с разработкой аналогичных мероприятий, предусмотренных для данной прокладки на болотах.

6.12.4. Опирание фундаментов опор непосредственно на поверхность сильнозаторфованных грунтов, торфов, слабоминеральных сапропелей и илов предусматривать не допускается.

6.12.5. При наличии пучинистых, просадочных, набухающих грунтов следует выполнять мероприятия, предусмотренные для данных типов грунтов.

6.12.6. При строительстве в неслежавшихся насыпных грунтах следует после отрывки траншеи основания тщательно уплотнять на глубину, предусмотренную проектом, с доведением объемного веса скелета грунта на нижней границе уплотненной толщи до 1,6 г/см^3.

6.12.7. При строительстве в грунтах с наличием крупных частиц, вкраплений скальных грунтов, кирпичей, металла следует устраивать подушку из песка (кроме пылеватого и мелкозернистого) толщиной не менее 0,2 м.

6.12.8. При грунтах с низкой несущей способностью и содержанием органических веществ J_{om} больше 0,1, следует производить забивку свай в материковый грунт (отказ свай не должен превышать проектный), устройство распределительной подушки из гнилостойких материалов с предварительным уплотнением основания на глубину, предусмотренную проектом, замену грунта.

6.12.9. При строительстве наземных газопроводов на неслежавшихся насыпных грунтах следует перед отсыпкой провести уплотнение грунта под основанием отсыпки на глубину, указанную в проекте.

7. ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ (ТЭС) И КОТЕЛЬНЫХ

7.1. Требования раздела распространяются на газопроводы и газовое оборудование котельных агрегатов тепловых электрических станций с единичной тепловой мощностью более 420 ГДж/ч.

7.2. На каждой тепловой электрической станции, имеющей объекты газового хозяйства, должна быть создана газовая служба (участок) по эксплуатации и ремонту газопроводов и газового оборудования (технических устройств).

7.3. Объем эксплуатационной документации должен соответствовать требованиям настоящих Правил, а также нормативно-техническим документам, учитывающим условия и требования эксплуатации тепловых электрических станций, согласованным Госгортехнадзором России и утвержденным в установленном порядке.

Технологические схемы газопроводов должны быть вывешены в помещениях ГРП и щитов управления или воспроизводиться на дисплее автоматического управления.

7.4. При эксплуатации газопроводов и газового оборудования должны выполняться:

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

осмотр технического состояния (обход);

проверка параметров срабатывания предохранительных запорных клапанов (ПЗК) и предохранительных сбросных клапанов (ПСК), установленных в ГРП (ГРУ);

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

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

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

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

проверка срабатывания устройств технологических защит, блокировок и действия сигнализации;

очистка фильтров;

техническое обслуживание газопроводов и газового оборудования;

техническое обслуживание средств защиты газопроводов от коррозии;

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

текущий ремонт;

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

техническое обследование (техническая диагностика) газопроводов и газового оборудования;

капитальный ремонт;

отключение недействующих газопроводов и газового оборудования (обрезка с установкой постоянных заглушек на сварке).

7.5. Осмотр технического состояния (обход) должен производиться в сроки, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации систем газоснабжения, но не реже одного раза в смену для ГРП, внутренних газопроводов котельной и котлов, одного

раза в месяц для надземных газопроводов и в соответствии с настоящими Правилами для подземных газопроводов.

При обходе подтягивание сальников на арматуре и откачка конденсата из дренажных устройств газопроводов давлением более 0,3 МПа не допускаются.

7.6. Проверка параметров срабатывания ПЗК и ПСК должна проводиться не реже одного раза в 6 мес, а также после ремонта оборудования.

Предохранительные сбросные клапаны в ГРП должны быть настроены на параметры, обеспечивающие начало их открывания при превышении величины максимального рабочего давления на выходе из ГРП на 15 %, а предохранительные запорные клапаны, в том числе встроенные в регулирующие клапаны, при превышении рабочего давления не более чем на 25 %.

При настройке и проверке параметров срабатывания ПЗК и ПСК не должно изменяться рабочее давление газа после регулирующих клапанов на выходе из ГРП.

7.7. 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, а также после ремонта газопроводов котла.

7.8. Очистку фильтра необходимо проводить при достижении допустимого значения перепада давления, указанного в паспорте завода-изготовителя.

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

При обнаружении концентрации газа необходимо организовать дополнительную вентиляцию и незамедлительные работы по обнаружению и устранению утечки газа.

7.10. Проверка срабатывания устройств технологических защит и действия сигнализации по максимальному и минимальному давлению газа в газопроводах проводится в сроки, указанные в инструкциях заводов-изготовителей, но не реже одного раза в 6 мес.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

При проверке не должно изменяться рабочее давление газа в газопроводах.

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

7.11. Техническое обслуживание газопроводов и газооборудования должно проводиться не реже одного раза в 6 мес.

К проведению технического обслуживания могут привлекаться сторонние организации, имеющие опыт и возможности выполнения этих работ.

7.12. До начала работ по техническому обслуживанию следует провести проверку рабочей зоны помещения (котельного зала, ГРП) на загазованность с отметкой в наряде-допуске.

7.13. При техническом обслуживании ГРП должны выполняться:

проверка хода и герметичности отключающих устройств (задвижек, кранов), а также герметичности ПЗК и ПСК прибором или мыльной эмульсией;

проверка герметичности мест прохода сочленений приводов механизмов с регулирующими клапанами;

проверка герметичности фланцевых и сварных соединений газопроводов прибором или мыльной эмульсией;

осмотр, при необходимости очистка фильтра;

проверка сочленений приводов механизмов с регулирующими клапанами, устранение люфта и других неисправностей в кинематической передаче;

продувка импульсных линий приборов средств измерений, предохранительных запорных и регулирующих клапанов;

проверка параметров настройки ПЗК и ПСК;

смазка трущихся частей, подтяжка сальников арматуры, при необходимости их очистка.

7.14. При техническом обслуживании внутренних газопроводов должны выполняться:

проверка герметичности фланцевых и сварных соединений газопроводов, сальниковых набивок арматуры приборами или мыльной эмульсией;

подтяжка сальников арматуры, при необходимости очистка;

продувка импульсных линий приборов средств измерений.

7.15. При отключении газового оборудования сезонного действия должны устанавливаться заглушки на газопроводах-отводах к ним.

7.16. Текущий ремонт газопроводов и газового оборудования должен проводиться не реже одного раза в 12 мес на отключенном оборудовании и газопроводах с установкой заглушек на границах отключаемого участка со стороны подачи газа.

7.17. До начала и в процессе выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту должен осуществляться контроль рабочей зоны на загазованность.

При концентрации газа в помещении, превышающей 20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени, работы должны быть приостановлены.

После окончания работ газопроводы должны быть испытаны на герметичность, а после сварочных работ — на прочность и герметичность в соответствии с действующими нормами.

Испытания должны проводиться персоналом, выполнившим ремонтные работы, в присутствии оперативного персонала станции. Результаты испытаний оформляются актом.

7.18. Текущий ремонт газооборудования ГРП должен выполняться в соответствии с требованиями настоящих Правил.

7.19. При текущем ремонте надземных газопроводов производится:

устранение прогиба, выпучивания, замена и восстановление креплений, опор;

разборка и ремонт отключающих устройств (запорной арматуры), не обеспечивающих герметичность закрытия, с притиркой уплотняющих поверхностей;

восстановление противошумового и теплоизоляционного покрытий;

окраска газопроводов и арматуры (не реже одного раза в 5 лет);

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

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

7.20. При текущем ремонте запорной арматуры должны выполняться:

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

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

проверка наличия смазки в редукторах электроприводов, плотности их корпусов;

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

проверка исправности и ремонт приводного устройства;

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

7.21. Пересмотр режимных карт на газовых котлах должен осуществляться с периодичностью не реже одного раза в 2 года, а также после капитального ремонта котла, замены газогорелочных устройств.

7.22. Техническая диагностика газопроводов и газового оборудования должна проводиться в соответствии с требованиями настоящих Правил.

7.23. Капитальный ремонт газопровода и газового оборудования может быть назначен по результатам технической диагностики.

Для газопроводов, подлежащих капитальному ремонту (замене), должна быть составлена проектная документация в соответствии с требованиями, предъявляемыми к новому строительству.

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

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

7.24. В системах газоснабжения ТЭС не допускается прокладка газопроводов по территории трансформаторных подстанций и открытых электрораспределительных устройств, складов резервного топлива, галереям подачи резервного топлива, ниже нулевой отметки зданий, а также использование газопроводов в качестве опорных конструкций и заземлений.

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

7.25. В системах газоснабжения следует применять стальную арматуру не ниже класса «В» по герметичности.

Способ присоединения арматуры (сварка, фланцы) определяется проектом.

Горелки, имеющие перемещения в процессе работы котла, допускается присоединять к газопроводу при помощи металлорукавов или резинотканевых рукавов, рассчитанных на рабочее давление газа и имеющих соответствующие разрешение на применение и сертификат.

7.26. В системах газоснабжения (газораспределения) запорная арматура (отключающие устройства) должны оснащаться электроприводом во взрывозащищенном исполнении:

на вводе в ГРП;

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

на входе и выходе линии редуцирования газа, при оснащении регулирующего клапана (РК) электроприводом;

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

7.27. Управление электроприводом запорной и регулирующей арматуры в ГРП должно осуществляться с местного щита управления (МЩУ), а также:

для котлов с поперечными связями со щита управления одного из котлов (МЩУ) или группы котлов (ГрЩУ);

для энергоблоков мощностью менее 800 МВт — с одного из блочных щитов управления (БЩУ);

для энергоблоков мощностью 800 МВт и выше — с блочных щитов управления (БЩУ).

7.28. В помещениях отдельно стоящих зданий на ТЭС с газовым оборудованием (регуляторный зал ГРП, места размещения узлов учета расхода и очистки газа, МЩУ ГРП) должны устанавливаться сигнализаторы загазованности с выводом светозвукового сигнала на щит управления котлов ГрЩУ, БЩУ; МЩУ ГРП и на входе в помещения.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

7.29. В ГРП станций должно обеспечиваться измерение:

давления газа на входе и выходе ГРП, а также после каждого регулирующего клапана (РК);

перепада давления на фильтрах очистки газа;

температуры и расхода газа;

температуры воздуха и загазованности в помещениях регуляторных залов и МЩУ ГРП.

7.30. На панелях МЩУ, ГрЩУ и БЩУ, относящихся к ГРП, должны находиться:

ключ управления и указатели положения запорной и регулирующей арматуры;

ключ-переключатель выбора места управления запорной и регулирующей арматурой;

светозвуковая сигнализация о работе оборудования и загазованности помещений;

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

приборы, показывающие температуру газа на входе и выходе ГРП;

приборы, показывающие расход газа в каждой точке измерения.

7.31. На отводе газопровода к котлу внутри здания должна предусматриваться установка двух отключающих устройств. Первое по ходу газа может выполняться с ручным приводом; второе с электроприводом должно быть задействовано в схему защиты котла.

7.32. На газопроводе-отводе к котлу после отключающих устройств должны предусматриваться: фланцевое соединение для установки поворотной или листовой заглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой; штуцер для подключения продувочного агента; общекотловой ПЗК; врезка газопровода к ЗЗУ горелок (только для газовых котлов); регулирующие клапаны (основной, растопочный).

При устройстве индивидуального регулирующего клапана перед каждой горелкой растопочный клапан необязателен.

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

При использовании в качестве запорной арматуры двух быстродействующих запорных клапанов и индивидуального регулирующего клапана перед каждой горелкой установка общекотлового предохранительного запорного клапана необязательна.

Допускается установка одного ПЗК и отключающего устройства с электроприводом (очередность определяется проектом) и трубопровода безопасности между ними при условии установки общекотлового предохранительного запорного клапана.

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

7.34. Питание электромагнита ПЗК на постоянном или переменном токе выбирается в проекте исходя из технико-экономического обоснования.

Питание на постоянном токе должно осуществляться от шин аккумуляторной батареи или от батареи предварительно заряженных конденсаторов при условии оснащения схемы управления устройством непрерывного контроля за исправностью цепей.

Питание на переменном токе должно осуществляться от двух независимых источников при условии установки блока непрерывного питания.

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

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

Розжиг факела каждой горелки котла, работающей на газе, должен осуществляться от стационарно установленного индивидуального защитно-запального устройства (ЗЗУ).

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

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

7.37. Газопроводы котла должны иметь систему продувочных газопроводов с отключающими устройствами и штуцерами для отбора проб, а также растопочный сбросной газопровод (при необходимости).

Продувочные газопроводы должны быть предусмотрены:

в конце каждого тупикового участка газопровода, включая запальный газопровод;

перед вторым отключающим устройством на отводе к котлу;

перед местом установки заглушек на газопроводе котла;

перед ПЗК котла;

перед первым отключающим устройством у горелки (если длина газопровода превышает 2 м);

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

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

7.38. Объединение продувочных газопроводов с трубопроводами безопасности, а также продувочных газопроводов от участков, разделенных заглушками или регулирующими клапанами, не допускается.

7.39. На котле должно предусматриваться измерение:

давления газа в газопроводе котла до и после регулирующего клапана;

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

перепада давления воздуха перед горелками и дымовых газов на уровне горелок или в верхней части топки (для котлов, работающих под наддувом);

перепада давления между воздухом в «теплом ящике» и дымовыми газами топки (для котлов, работающих под наддувом);

давления воздуха в общем коробе или воздуховодах по сторонам котла (кроме котлов, работающих под наддувом);

разрежения или давления дымовых газов вверху топки;

давления воздуха перед горелкой за последним отключающим устройством.

7.40. Газифицированный котел должен оснащаться системами (устройствами) технологической защиты:

7.40.1. На отключение подачи газа в случаях:

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;

понижения давления газа после РК ниже заданного значения (при использовании газа в качестве основного вида топлива).

7.40.2. На снижение нагрузки котла до 50 % при отключении:

одного из двух дымососов;

одного из двух дутьевых вентиляторов;

одного из двух регенеративных воздухоподогревателей.

7.40.3. На отключение подачи газа на горелку при ее невоспламенении или погасании ее факела.

7.41. Газифицированный котел должен быть оснащен блокировками, не допускающими:

открытия отключающего устройства на газопроводе-отводе к котлу при открытом положении хотя бы одного отключающего устройства перед горелками;

включения ЗЗУ и подачи газа к горелкам без предварительной вентиляции топки, газоходов (в том числе рециркуляционных), «теплого ящика» и воздуховодов в течение не менее 10 мин;

открытия общего запорного устройства на запальном газопроводе к ЗЗУ при открытом положении хотя бы одного первого по ходу газа запорного устройства с электроприводом перед любым ЗЗУ;

подачи газа в горелку в случае закрытия воздушного шибера (клапана) перед горелкой (группой горелок) или при отключении индивидуального дутьевого вентилятора;

подачи газа в горелку при отсутствии факела на ЗЗУ;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность». 2009

открытия (закрытия) запорного устройства на трубопроводе безопасности при открытом (закрытом) положении обоих запорных устройств перед горелкой.

7.42. В системе газоснабжения (газораспределения) котла должна быть предусмотрена сигнализация на:

понижение или повышение заданного давления газа перед ГРП;

понижение или повышение заданного давления газа после ГРП;

понижение или повышение заданного давления газа после РК котла;

понижение заданного давления воздуха в общем коробе или в воздуховодах перед горелками (кроме котлов, работающих под наддувом);

понижение перепада давления между воздухом перед горелками и дымовыми газами в верхней части топки или на уровне горелок (для котлов, работающих под наддувом);

понижение перепада давления между воздухом в «теплом ящике» и дымовыми газами топки (для котлов, работающих под наддувом);

наличие факела на горелке котла;

наличие факела ЗЗУ горелки;

наличие общего факела в топке котла;

срабатывание защит, предусмотренных настоящими Правилами;

загазованность помещений регуляторных залов и МЩУ ГРП.

7.43. Выполнение блокировок и защит, действующих на останов котла или перевод его на пониженную нагрузку, должно осуществляться по техническим условиям, согласованным с заводом-изготовителем или по нормативно-технической документации, утвержденной для ТЭС.

7.44. Аварийное отключение газопроводов (вплоть до ГРП) должно производиться в случаях разрыва сварных стыков, коррозионных и механических повреждений газопровода и арматуры с

выходом газа, а также при взрыве, пожаре непосредственно угрожающих газопроводам и газовому оборудованию.

7.45. При обнаружении загазованности работы должны быть приостановлены, приняты меры по устранению утечки газа и выполнению мероприятий в соответствии с планом локализации и ликвидации аварийных ситуаций, при необходимости — с планом взаимодействия служб различных ведомств.

Лица, не участвующие в аварийно-восстановительных работах, должны быть удалены из опасной зоны.

7.46. Газоопасные работы должны выполняться в соответствии с требованиями настоящих Правил.

Форма нарядов-допусков на производство газоопасных работ может соответствовать требованиям нормативных документов для ТЭС с учетом специфики проводимых работ.

7.47. 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.

Снятие заглушек на газопроводе должно производиться после проведения контрольной опрессовки в соответствии с требованиями настоящих Правил.

7.48. Заглушки на газопроводах ГРП при пуске газа после консервации или ремонта должны сниматься после осмотра технического состояния (обхода) газопроводов, проведения технического обслуживания и контрольной опрессовки, а после капитального ремонта на газопроводе (сварочных работ) — после испытания на прочность и герметичность в соответствии с требованиями настоящих Правил.

7.49. Снятие заглушек на газопроводах котла при его выводе из режима консервации или ремонта должно выполняться после осмотра технического состояния котла, проведения технического обслуживания и контрольной опрессовки, проверки работоспособности технологических защит, блокировок и сигнализации, а также записи ответственного лица в оперативном журнале о готовности котла к растопке.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

7.50. До начала работ, связанных с разборкой газовой арматуры, присоединением или ремонтом внутренних газопроводов, работой внутри котлов, а также при выводе котлов в режим консервации и ремонта отключающие устройства, установленные на ответвлениях газопровода к котлу и на газопроводе к защитно-запальным устройствам горелок, должны быть закрыты с установкой заглушек.

Газопроводы должны быть освобождены от газа продувкой воздухом или инертным газом.

7.51. До начала и в период проведения работ по установке и снятию заглушек должна проводиться проверка рабочей зоны на загазованность. При предельно допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны, превышающей 300 мг/м^3, работы должны выполняться в шланговых противогазах.

7.52. При сжигании на ТЭС газа с повышенным содержанием серы продувка газопроводов сжатым воздухом не допускается.

7.53. Технологические защиты, блокировки и сигнализация, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования.

7.54. Вывод из работы технологических защит, блокировок и сигнализации на работающем оборудовании допускается в случаях:

необходимости отключения, обусловленной производственной инструкцией;

неисправности или отказе;

периодической проверки по графику.

Отключение должно выполняться по письменному распоряжению начальника смены в оперативном журнале с уведомлением технического руководителя станции или лица, его заменяющего.

7.55. Проведение ремонтных и наладочных работ в цепях защит, блокировок и сигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска не допускается.

7.56. Перед пуском котла (ремонт, резерв более 3 суток) проверяются исправность тягодутьевых машин, вспомогательного оборудования, средств измерений и дистанционного управления, регуляторов, а также работоспособность защит, блокировок, сиг-

нализации, средств оповещения и оперативной связи, проводится проверка срабатывания ПЗК котла и горелок с возведением 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 котла не допускается.

7.57. Пуск газа в газопровод котла после консервации или ремонта должен производиться при включенных в работу дымососах, дутьевых вентиляторах, дымососах рециркуляции в последовательности, указанной в производственной инструкции по эксплуатации котла.

7.58. Продувать газопроводы котла через трубопроводы безопасности или через газогорелочные устройства котла не допускается.

7.59. Перед растопкой котла из холодного состояния должна быть проведена при включенных в работу тягодутьевых механизмах предпусковая проверка плотности закрытия отключающих устройств перед горелками котла, включая ПЗК котла и горелок.

При обнаружении негерметичности затворов отключающих устройств растопка котла не допускается.

7.60. Непосредственно перед растопкой котла и после его останова топка, газоходы отвода продуктов сгорания котла, системы рециркуляции, а также закрытые объемы, в которых размещены коллекторы («теплый ящик»), должны быть провентилированы с включением всех дымососов, дутьевых вентиляторов и дымососов рециркуляции в течение не менее 10 мин при открытых шиберах (клапанах) газовоздушного тракта и расходе воздуха не менее 25 % номинального.

7.61. Вентиляция котлов, работающих под наддувом, а также водогрейных котлов при отсутствии дымососа должна осущест-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

вляться при включенных дутьевых вентиляторах и дымососах рециркуляции.

7.62. Растопка котлов должна производиться при работающих дутьевых вентиляторах и дымососах (где предусмотрены).

7.63. Перед растопкой котла, если газопроводы находились не под избыточным давлением, следует определить содержание кислорода в газопроводах котла.

При содержании кислорода более 1% по объему розжиг горелок не допускается.

7.64. Растопка котлов, все горелки которых оснащены ПЗК и ЗЗУ, может начинаться с розжига любой горелки в последовательности, указанной в инструкции по эксплуатации котла.

При невоспламенении (погасании) первой растапливаемой горелки должна быть прекращена подача газа на котел и горелку, отключено ее ЗЗУ и провентилированы горелка, топка и газоходы согласно требованиям настоящих Правил, после чего растопка котла может быть возобновлена на другой горелке.

Повторный розжиг первой растапливаемой горелки должен производиться после устранения причин ее невоспламенения (погасания).

В случае невоспламенения (погасания) факела второй или последующих растапливаемых горелок (при устойчивом горении первой) должна быть прекращена подача газа только на эту горелку, отключено ее ЗЗУ и проведена ее вентиляция при полностью открытом запорном устройстве на воздуховоде к этой горелке.

Повторный ее розжиг возможен после устранения причин ее невоспламенения (погасания).

7.65. При погасании во время растопки всех включенных горелок должна быть немедленно прекращена подача газа на котел, отключены их ЗЗУ и проведена вентиляция горелок, топки, газоходов согласно требованиям настоящих Правил.

Повторная растопка котла должна производиться после выяснения и устранения причин погасания факелов горелок.

7.66. Порядок перевода котла с пылеугольного или жидкого

топлива на природный газ должен определяться производственной инструкцией по эксплуатации котла, утвержденной главным инженером (техническим директором) организации.

При многоярусной компоновке горелок первыми должны переводиться на газ горелки нижних ярусов.

Перед плановым переводом котла на сжигание газа должна быть проведена проверка срабатывания ПЗК и работоспособности технологических защит, блокировок и сигнализации систем газоснабжения котла с воздействием на исполнительные механизмы или на сигнал в объеме, не препятствующем работе котла.

7.67. Подача газа в газопроводы котла должна быть немедленно прекращена оперативным персоналом в случаях:

несрабатывания технологических защит;

взрыва в топке, газоходах, разогрева (визуально) несущих балок каркаса или колонн котла, обрушения обмуровки;

пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления, входящим в схему защиты котла;

исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех контрольно-измерительных приборах;

разрушения газопровода котла.

7.68. При аварийной остановке котла необходимо прекратить подачу газа на котел и все горелки котла, их ЗЗУ, открыть отключающие устройства на трубопроводах безопасности.

При необходимости следует открыть отключающие устройства на продувочных газопроводах и провентилировать топку и газоходы согласно требованиям Правил.

7.69. 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.

По окончании вентиляции тягодутьевые машины должны быть

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

отключены, закрыты лазы, лючки, шибера (клапана) газовоздушного тракта и направляющие аппараты тягодутьевых машин.

7.70. 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.

7.71. Наблюдение за оборудованием ГРП, показаниями средств измерений, а также автоматическими сигнализаторами контроля загазованности должно проводиться с помощью приборов со щитов управления котлотурбинного цеха (КТЦ) и водогрейной котельной, с местного щита управления ГРП и визуально по месту, при обходах.

7.72. Отключающее устройство перед ПСК в ГРП должно находиться в открытом положении и быть опломбировано.

7.73. Резервная редуцирующая нитка в ГРП должна быть в постоянной готовности к работе.

Подача газа к котлам по обводному газопроводу (байпасу) ГРП, не имеющему автоматического регулирующего клапана, запрещается.

8. ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ, СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОТУРБИННЫХ (ГТУ) И ПАРОГАЗОВЫХ (ПГУ) УСТАНОВОК

8.1. Проектирование

8.1.1. При проектировании систем газоснабжения ГТУ или ПГУ, средств технологического контроля, автоматизации, сигнализации, защит и блокировок должны учитываться требования настоящих Правил, а также нормативно-технических документов, учитывающих условия и требования эксплуатации тепловых электрических

станций, обеспечивающих их промышленную безопасность, согласованных с Госгортехнадзором России и утвержденных в установленном порядке.

8.1.2. При разработке блока отключающей арматуры газовой турбины следует учитывать, что управление арматурой должно осуществляться от системы управления ГТУ или ПГУ.

8.1.3. Система газоснабжения ГТУ и ПГУ, как правило, включает:

подводящий газопровод (ПГП) от ГРС до пункта подготовки газа (ППГ) на территории ТЭС;

пункт подготовки газа (ППГ), включая блоки: редуцирования (компримирования) давления газа, в том числе ГРП, узел стабилизации давления (УСД), дожимную компрессорную станцию (ДКС), газотурбинную редукционную станцию (ГТРС), очистки, осушки, подогрева, измерения расхода;

наружные газопроводы от пункта подготовки газа (ППГ) до зданий и сооружений, в которых размещены ГТУ и ПГУ;

блоки отключающей арматуры газовых турбин;

внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ.

8.1.4. На подводящем газопроводе от ГРС должно быть предусмотрено отключающее устройство с электроприводом, управляемым из главного корпуса ТЭС, располагаемое как на территории электростанции, так и вне ее на расстоянии от 5 до 20 м от ограды ТЭС.

8.1.5. Проектом должен быть предусмотрен автоматический пуск (останов) газовой турбины, работающей как автономно, так и с котлами-утилизаторами, входящими в состав ГТУ и ПГУ.

При проектировании в составе ГТУ и ПГУ должно предусматриваться оборудование, обеспечивающее эффективную вентиляцию газовоздушного тракта. Алгоритмами автоматического разворота газовой турбины двигателя до подсинхронных оборотов должна предусматриваться эффективная вентиляции всего газовоздушного тракта ГТУ и ПГУ.

Выбор пусковых устройств и продолжительность вентиляции до необходимой кратности должен определяться исходя из требований мобильности разворота газовой турбины.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

8.1.6. Конструкция котлов-утилизаторов не должна иметь застойных зон.

8.1.7. Горелочные устройства, применяемые в системе газоснабжения ГТУ и ПГУ, должны быть сертифицированы и иметь разрешение Госгортехнадзора России на промышленное применение в установленном порядке.

8.1.8. Объем оснащения средствами контроля горелочных устройств и камеры сгорания газовой турбины должен определяться техническими условиями на поставку ГТУ и настоящими Правилами.

8.1.9. Подвод газа к горелочным устройствам котлов-утилизаторов, входящих в состав ГТУ и ПГУ, должен выполняться в соответствии с требованиями настоящих Правил.

8.1.10. Вентиляция газовоздушного тракта газовых турбин и котлов-утилизаторов, входящих в состав ГТУ и ПГУ, при пуске должна обеспечиваться за счет расхода воздуха, проходящего через газовую турбину при вращении ее ротора пусковым устройством.

В газовых турбинах могут применяться: теристорные пусковые устройства, воздушные стартеры, электростартеры, турбокомпрессорные стартеры.

8.1.11. Вентиляция газовоздушного тракта котлов-утилизаторов, входящих в состав ГТУ и ПГУ, должна осуществляться тягодутьевыми механизмами.

8.1.12. Для проведения вентиляции газовоздушного тракта ГТУ и ПГУ после останова газовых турбин должен использоваться режим холодной прокрутки газовой турбины, осуществляемый с помощью пусковых устройств.

8.1.13. Котлы-утилизаторы и теплообменники, входящие в состав ГТУ или ПГУ с авиационными и судовыми газовыми турбинами, должны выполняться, как правило, вертикальными (башенной компоновки) с размещением дымовой трубы над котлом-утилизатором или теплообменником.

8.1.14. Пусковые устройства газовых турбин, входящих в состав ГТУ и ПГУ с котлами-утилизаторами или теплообменника-

ми, должны обеспечивать при непрерывной вентиляции в течение 5 минут не менее чем шестикратный воздухообмен вентилируемых объемов до дымовой трубы.

Установки, на которых пусковые устройства газовых турбин не обеспечивают выполнения этих условий, должны оснащаться дутьевыми механизмами.

8.1.15. Пусковые устройства газовых турбин должны обеспечивать при непрерывной вентиляции трехкратный воздухообмен вентилируемых объемов до дымовой трубы или топочного пространства котлов-утилизаторов с обеспечением скорости в самом широком сечении газовоздушного тракта не ниже 0,3 м/с.

8.1.16. В проектной документации должны быть представлены системы автоматического пуска (останова) газовой турбины. Программы автоматического пуска газовых турбин должны позволять осуществление нормальных и ускоренных пусков из каждого теплового состояния газовой турбины. Система автоматического пуска газовых турбин должна включать блокировки, препятствующие выполнению последующего этапа пуска до полного завершения предыдущего.

Программы системы автоматического останова газовых турбин должны включать:

разгрузку турбины в заданных параметрах по времени;

закрытие регулирующих, стопорных и предохранительных запорных клапанов по топливу, а также электрифицированной арматуры на подводе топлива к пламенным трубам камеры сгорания турбины и горелкам котла-утилизатора;

вентиляцию газовоздушных трактов установки, включая котел-утилизатор;

закрытие шиберов на стороне всасывания и (или) выхлопа ГТУ по окончании вентиляции газовоздушных трактов;

открытие запорных устройств на продувочных газопроводах.

8.1.17. Здания и помещения (укрытия), в которых располагаются оборудование ППГ, а также блоки арматуры газовой турбины, следует относить по взрывопожарной опасности к категории А,

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

помещения (машинные залы), в которых размещены газовые турбины, — к категории Г. Степень огнестойкости этих помещений должна быть не ниже III.

8.1.18. Устройства автоматики должны быть защищены от воздействия колебаний напряжения питания. Сигнальные цепи дополнительно должны быть защищены от воздействия индустриальных помех.

8.1.19. Системы газоснабжения ГТУ и ПГУ должны обеспечивать газовые турбины проектным давлением газа перед горелочными устройствами.

Схемы газоснабжения ГТУ и ПГУ от ГРС могут предусматриваться как совместные (с энергетическими котлами), так и раздельные в зависимости от места расположения ТЭС и давления газа в месте подключения к магистральному газопроводу.

8.1.20. При выборе схемы газоснабжения за расчетное давление газа в ПГП принимается минимальное давление на границе ТЭС с учетом сезонных и суточных колебаний, но не ниже 0,3 МПа.

В зависимости от значения расчетного давления газа в ПГП схемы подачи газа к газовым турбинам, работающим как автономно, так и в составе ГТУ и ПГУ, возможны с дожимающими компрессорами и без них.

8.1.21. Дожимающие компрессоры должны располагаться в отдельном здании.

При контейнерной поставке допускается их размещение в пристройках к зданию главного корпуса.

Размещение в машинном зале ГТУ дожимающих компрессоров не допускается.

8.1.22. Подводящие газопроводы от ГРС или от магистральных газопроводов до площадки ТЭС, независимо от давления транспортируемого газа, следует прокладывать, как правило, подземно.

8.1.23. Подачу газа от магистральных газопроводов (или ГРС) на ТЭС, как правило, следует предусматривать по одному трубопроводу без резерва. При эксплуатации газотурбинных и парогазовых установок в базовом режиме подача газа на ТЭС от магистральных

газопроводов должна предусматриваться по двум трубопроводам от одной ГРС. В случае отсутствия хозяйства жидкого топлива в системе ГТУ и ПГУ и работы ГТУ или ПГУ в базовом режиме подачу газа на ТЭС следует предусматривать по двум трубопроводам от одной ГРС, подключенной к двум независимым магистральным газопроводам.

Прокладка газопроводов в селитебной зоне городских и сельских поселений с давлением свыше 1,2 МПа не допускается.

8.1.24. На территории ТЭС, как правило, следует предусматривать комплексный общестанционный пункт подготовки газа (ППГ).

8.1.25. Аппараты в каждой ступени очистки газа предусматриваются с 50 %-ным резервом. На ПГП к блоку очистки газа следует предусматривать запорное устройство с электроприводом, управляемым с МЩУ ППГ.

8.1.26. Технологическая схема редуцирования давления газа в ГРП должна выполняться с поперечными связями и содержать дополнительные защитные устройства (ПСК, ПЗК), обеспечивающие надежную работу оборудования системы газоснабжения. Количество редуцирующих ниток определяется пропускной способностью выбранного оборудования и арматуры и рекомендуется предусматривать с 50 %-ным резервом, но не менее двух.

8.1.27. Технологическая схема дожимной компрессорной станции (ДКС) может быть как общестанционной, так и блочной.

8.1.28. Производительность общестанционной ДКС должна рассчитываться на максимальный расход газа на ГТУ, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно, по расходу газа для летнего режима.

8.1.29. При суммарном расходе газа до 300 000 м^3/ч может сооружаться одна общестанционная ДКС. При больших расходах газа должны сооружаться две ДКС и более.

При суммарном расходе газа до 50 000 м^3/ч количество дожимающих компрессоров должно быть не менее двух, один из которых резервный. В зависимости от режима работы ГТУ в энергосистеме

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность». 2009

при соответствующем обосновании допускается установка третьего компрессора (на случай ремонта).

При суммарном расходе газа свыше 50 000 до 100 000 м³/ч и свыше 100 000 до 300 000 м³/ч количество дожимающих компрессоров должно быть соответственно не менее трех и не менее четырех.

В блочной компрессорной станции независимо от расхода газа дожимающие компрессоры устанавливаются без резерва.

8.1.30. Падение давления газа перед газовыми турбинами за время пуска резервного компрессора должно быть в пределах допустимого значения, установленного в технических условиях завода — изготовителя газовой турбины.

Схемой ДКС должна предусматриваться работа компрессоров при нулевом расходе газа на газовые турбины.

ДКС должна предусматривать автоматическое регулирование давления газа перед газовыми турбинами.

Дожимающие компрессоры должны выбираться с учетом возможности их повторного автоматического пуска и оснащаться системами самозапуска электродвигателей. Время срабатывания системы самозапуска должно быть меньше времени выхода параметров за предельно допустимые значения.

Дожимающие компрессоры должны оснащаться системами контроля состояния подшипников по температуре с сигнализацией ее предельных значений и блокировками, отключающими компрессоры при превышении этого параметра.

8.1.31. На отводе газопровода к газовой турбине, работающей автономно или в составе ГТУ или ПГУ, по ходу газа должны быть установлены: два запорных устройства, одно из которых (первое по ходу газа) с ручным приводом, второе с электрифицированным приводом; фланцы для установки заглушки с приспособлением для их разжима и токопроводящей перемычкой; штуцер для подвода продувочного агента; расходомерное устройство; предохранительный запорный клапан; механический фильтр, предотвращающий попадание в ГТУ продуктов внутренней коррозии газопроводов.

При блочной схеме запорное устройство с ручным приводом (первое по ходу газа) может не устанавливаться.

8.1.32. Трасса газопровода должна проходить вдоль проездов и дорог, как правило, со стороны, противоположной тротуару (пешеходной дорожке), и по возможности максимально обеспечивать самокомпенсацию температурных деформаций газопровода, для чего его повороты должны делаться, как правило, под углом 90°.

8.1.33. Транзитная прокладка газопроводов не допускается на территории открытых подстанций и складов ГЖ и ЛВЖ, по стенам зданий категорий А и Б любой степени огнестойкости, по стенам зданий категорий В, Г, Д со степенью огнестойкости ниже III.

8.1.34. Наружный газопровод в пределах ТЭС должен быть надземным, исключая участок его, отстоящий на 15 м от ограды внутрь площадки электростанции, который может быть как надземным, так и подземным.

8.1.35. Надземные газопроводы могут прокладываться на высоких и низких опорах, эстакадах с использованием несгораемых конструкций.

Допускается прокладка газопроводов на эстакадах с другими технологическими трубопроводами и электрическими кабелями, при этом газопроводы должны размещаться в верхнем ярусе эстакады.

8.1.36. Полоса земли, отводимая под трубопровод, должна иметь ширину, равную поперечному габариту арматурного или иного узла на подземном газопроводе и наибольшей длине траверсы (ригеля), включая консоли, отдельно стоящих опор или эстакады на надземном газопроводе. При этом должна быть предусмотрена возможность беспрепятственного перемещения пожарной техники и подъемно-транспортных средств.

8.1.37. Газопровод должен прокладываться с уклоном, обеспечивающим сток конденсата к месту его выпуска. Уклон, как правило, должен составлять 0,002, если его направление по ходу газа, и 0,003, если против.

8.1.38. П-образные компенсаторы при специальном обосно-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

вании могут располагаться над автомобильными дорогами и проездами.

8.1.39. Высота свободного пространства от земли до низа труб, прокладываемых на низких опорах, должна быть не менее 0,35 м при ширине группы труб до 1,5 м и не менее 0,5 м при ширине 1,5 м и более.

8.1.40. Распределительный газопровод должен располагаться вне помещений ГТУ.

При размещении газовых турбин в общем машинном зале на распределительном газопроводе на расстоянии не более 50 м до первого отвода к газовой турбине устанавливается электрифицированное запорное устройство.

8.1.41. Дополнительные запорные устройства на газопроводах могут устанавливаться в местах, определяемых проектной организацией из условия возможности отключения установки от системы газоснабжения.

8.1.42. Расстояние в свету до газопровода по вертикали должно быть не менее:

от покрытия пешеходной дороги 2,2 м;

от покрытия автомобильной дороги 4,5 м;

от плоскости головок рельсов железной дороги 5,5 м.

8.1.43. Надземный газопровод, пересекаемый высоковольтной линией электропередачи, должен иметь защитное устройство, предотвращающее попадание на него электропроводов в случае их обрыва. Защитное устройство должно быть из несгораемых материалов и конструкций, как правило металлических, имеющих надежное заземление.

Сопротивление заземления газопровода и его защитного устройства должно быть не более 10 Ом.

8.1.44. Оголовки продувочных газопроводов и сбросных газопроводов от предохранительных клапанов, установленных на газопроводах, должны располагаться:

с давлением более 1,2 МПа — не менее чем на 5 м выше самой высокой точки здания в радиусе 20 м от сбросного трубопрово-

да, но не менее 6 м от уровня планировочной отметки площадки (земли);

с давлением менее 1,2 МПа — не менее чем на 1 м выше дефлектора здания или на 2 м выше светоаэрационного фонаря соседнего (ближе 20 м) здания, но не менее 5 м от земли.

8.1.45. Сбросной трубопровод должен располагаться со стороны здания, противоположной воздухозабору. Расстояние от оголовка до мест забора воздуха приточной вентиляции должно быть не менее 10 м по горизонтали и 6 м по вертикали.

Устройство оголовка сбросного трубопровода должно исключать рассеивание газа ниже плоскости его размещения и попадание в него атмосферных осадков.

8.1.46. Продувка газового оборудования и газопроводов должна предусматриваться воздухом или инертным газом.

Для подачи продувочного агента проектной организацией должны быть предусмотрены штуцера с запорными устройствами.

8.1.47. Газовые коллекторы, подводящие газ к ГТУ, должны прокладываться снаружи зданий по стенам или опорам, располагаться на высоте не менее 4,5 м от уровня земли и не пересекать оконные и дверные проемы.

8.1.48. Расстояния (в свету) между газопроводом и ограждающими конструкциями здания тепловой электростанции должны быть не менее:

150 мм для труб диаметром менее 200 мм;

300 мм для труб диаметром от 200 до 500 мм;

500 мм для труб диаметром более 500 мм.

8.1.49. Газопроводы при прокладке через стены должны выполняться в стальных футлярах. Внутренний диаметр футляра должен быть на 100 мм больше диаметра газопровода. Зазоры между газопроводом и футляром должны уплотняться просмоленной паклей и заполняться битумом.

8.1.50. Вводы газопроводов должны предусматриваться в помещении, где находятся газоиспользующие установки, и прокладываться в местах, удобных для их обслуживания, осмотра и ремонта.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

8.1.51. Расстояния между газопроводом и электропроводами в местах пересечения и параллельной прокладки принимаются в соответствии с Правилами устройства электроустановок.

8.1.52. Блоки запорной арматуры следует размещать в специальном здании или в пристройке к главному корпусу здания ТЭС в обогреваемых помещениях, укрытиях (шкафах).

8.1.53. Газопровод от фильтров, установленных на подводе газа, до горелочных устройств газовой турбины должен быть выполнен из коррозионно-стойкой стали.

8.1.54. Газопроводы должны быть окрашены в желтый цвет в соответствии с требованиями государственного стандарта.

8.1.55. Пункт подготовки газа должен обеспечивать очистку газа от взвешенных частиц, редуцирования и (или) компримирования газа, его подогрев, осушку и измерение расхода.

Технические средства для этих целей следует использовать в виде блоков комплектной заводской поставки.

8.1.56. Технические средства для подготовки газа могут размещаться в зданиях (укрытиях), в контейнерах (блочного исполнения) и на открытом воздухе. Площадка размещения ППГ должна ограждаться.

При блочном исполнении они, как правило, размещаются вблизи здания ГТУ или примыкают непосредственно к зданию ГТУ. В этом случае расстояния от ППГ до здания ГТУ не нормируются.

8.1.57. При разработке генерального плана ТЭС следует располагать ППГ как можно ближе к ограждению площадки электростанции и месту ввода ПГП.

Расстояния между зданиями (укрытиями) и сооружениями в пределах ППГ не нормируются.

8.1.58. Очистку газа от твердых частиц и капельной жидкости следует предусматривать, как правило, в циклонных пылеуловителях с автоматическим сливом жидкости в резервуар вместимостью, определяемой из условия ее заполнения в течение 10 суток, но не менее 10 м^3.

8.1.59. Линии редуцирования и газопроводы на длине не менее 20 м после регулирующих клапанов следует проектировать с виброшумопоглощающей изоляцией.

8.1.60. Производственные помещения и помещения управления ППГ площадью более 60 м^2 должны иметь запасный выход, расположенный с противоположной стороны основному. Запасный выход должен быть наружу здания.

8.2. Требования к трубам, арматуре, приводам и другим устройствам систем газоснабжения

8.2.1. В системах газоснабжения ГТУ и ПГУ должны применяться стальные бесшовные и электросварные прямошовные трубы, изготовленные из спокойных углеродистых и низколегированных сталей.

Величина содержания углерода в марках стали не должна превышать 0,24 %, а величина эквивалента углерода для углеродистых и низколегированных сталей не должна превышать 0,46 %.

8.2.2. Марка стали для газопроводов должна выбираться в зависимости от рабочих параметров транспортируемого газа и расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства.

8.2.3. Трубы стальные бесшовные и электросварные следует применять по государственным стандартам или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

8.2.4. Трубы должны иметь сварное соединение равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы должны быть плотными, непровары и трещины любой протяженности и глубины не допускаются.

8.2.5. Значения ударной вязкости для газопроводов должны быть: при толщине стенки от 6 до 10 мм для основного металла труб — не ниже 29,4 Дж/см^2, для сварного соединения труб — не ниже 24,5 Дж/см^2, при толщине стенки свыше 10 до 15 мм включительно — соответственно не ниже 39,2 Дж/см^2 и не ниже 29,4 Дж/см^2.

Ударную вязкость на образцах Менаже следует определять при температуре –40 °С.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Расчет на прочность газопроводов должен производиться по методике, утвержденной в установленном порядке.

8.2.6. Детали, блоки, сборочные единицы трубопроводов, опоры и подвески для газопроводов на давление до 4,0 МПа следует применять в соответствии с нормативно-технической документацией для трубопроводов тепловых электростанций, утвержденной в установленном порядке.

Для газопроводов на давление более 4,0 МПа следует применять детали и сборочные единицы из углеродистых сталей, рассчитанных на давление не менее 6,3 МПа в соответствии с нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке, и содержащей требования не ниже указанных в строительных нормах и правилах для магистральных газопроводов.

8.2.7. Проекты производства работ по строительству газопроводов должны содержать требования по неразрушающему контролю сварных соединений в объеме 100 %.

8.2.8. Для компенсации температурных деформаций газопровода следует использовать самокомпенсацию за счет поворотов и изгибов его трассы или предусматривать установку П-образных компенсаторов.

8.2.9. На газопроводах следует применять стальную, приварную арматуру не ниже класса «А» по герметичности.

8.2.10. В целях автоматизации управления процессом запорная арматура в системе газоснабжения должна применяться с дистанционно управляемыми приводами.

Запорная арматура с электроприводом должна иметь также и ручное управление.

8.2.11. Питание электромагнита ПЗК на постоянном или переменном токе выбирается исходя из технико-экономического обоснования.

Питание на постоянном токе должно осуществляться от шин аккумуляторной батареи или от батареи предварительно заряженных конденсаторов при условии оснащения схемы управления устройством непрерывного контроля за исправностью цепей.

Питание на переменном токе должно осуществляться от двух независимых источников при условии установки блока непрерывного питания.

Время закрытия ПЗК не должно превышать 1 с.

8.3. Электроснабжение, электрооборудование, заземление, молниезащита и отопление

8.3.1. Помещения, в которых расположено оборудование систем газоснабжения ГТУ и ПГУ, следует относить по взрывоопасности к зоне класса В-1а, пространство у наружных установок — к зоне класса В-1г.

К взрывоопасным зонам следует относить также пространство в пределах 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений трубопроводов.

8.3.2. Во взрывоопасных зонах должны устанавливаться взрывозащищенные электрические машины, аппараты и приборы в исполнении «повышенной надежности против взрыва» со степенью защиты оболочки не ниже 1Р54.

Электрооборудование монтажных и ремонтных кранов и талей, находящихся во взрывоопасных зонах, должно иметь степень защиты оболочек не ниже 1Р33 для зон В-1а и не ниже 1Р44 для зон В-1г.

8.3.3. Стационарные светильники, устанавливаемые в зонах В-1а и В-1г, должны иметь исполнение «повышенной надежности против взрыва», переносные светильники в зоне В-1а должны быть взрывобезопасными, в зоне В-1г — «повышенной надежности против взрыва».

8.3.4. Во взрывоопасных зонах В-1а должны применяться провода и кабели с медными жилами, во взрывоопасных зонах В-1г допускается применение проводов и кабелей с алюминиевыми жилами.

Применение шинопроводов во взрывоопасных зонах В-1г запрещается, во взрывоопасных зонах В-1а могут применяться шинопроводы с медными изолированными шинами, проложенными в защитных металлических кожухах со степенью защиты не менее 1Р31.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

8.3.5. Зануление или заземление электрооборудования установок переменного и постоянного тока должно выполняться в соответствии с Правилами устройства электроустановок.

8.3.6. Защита от статического электричества и устройство молниезащиты ППГ должны выполняться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации по устройству молниезащиты зданий и сооружений, утвержденной в установленном порядке.

8.3.7. Площадка ППГ должна иметь наружное электроосвещение. Светильники должны быть размещены либо на специально предусмотренных опорах, либо на опорах молниеприемников. Управление освещением следует предусматривать ручным с распределительного щита, расположенного в здании или в одном из укрытий (контейнеров) ППГ.

8.3.8. Электрические контрольно-измерительные и автоматические приборы, устанавливаемые во взрывоопасных помещениях и наружных установках, должны соответствовать нормативным требованиям.

8.3.9. Системы отопления и вентиляции помещений в зданиях и сооружениях газоснабжения, а также главного корпуса с ГТУ и ПГУ, работающими на природном газе, следует проектировать в соответствии с требованиями строительных норм и правил, настоящих Правил и Правил устройства электроустановок.

8.3.10. Температура воздуха в производственных помещениях, где располагается газовое оборудование, должна выбираться из климатических условий с учетом времени пребывания обслуживающего персонала, а также быть в холодный период года не ниже минимального значения, в теплый период года — не выше максимального значения, указанного в паспортах завода-изготовителя на оборудование.

8.3.11. Для производственных помещений категории А следует предусматривать воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. Допускается применение систем водяного отопления с температурой теплоносителя не выше 110 °С и отопительными

приборами с гладкой поверхностью. Электрическое отопление допускается проектировать с электроприборами во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями, предъявляемыми к помещениям класса В-1а.

8.3.12. При расчете систем отопления для обеспечения в помещениях допустимой температуры следует учитывать потери тепла через ограждающие конструкции и расход тепла на нагревание приточного воздуха при проектировании вентиляции с естественным побуждением. Прокладка трубопроводов систем отопления должна предусматриваться открытой, все соединения трубопроводов должны быть сварными, арматура должна быть вынесена из взрывоопасной зоны.

8.3.13. В помещениях ППГ следует предусматривать общеобменную вентиляцию с естественным побуждением в размере не менее трехкратного воздухообмена в час. Системы вентиляции с механическим побуждением или смешанные системы вентиляции следует проектировать при необеспечении расчетных параметров воздуха за счет вентиляции с естественным побуждением.

8.3.14. В помещениях главного корпуса, в которых расположены газовые турбины, следует предусматривать общеобменную приточно-вытяжную вентиляцию с механическим или естественным побуждением в зависимости от принятой схемы вентиляции, но не менее трехкратного воздухообмена в час в пределах каждого энергетического блока. Принятая система организации воздухообмена должна исключать возможность образования застойных зон в пределах площадок и помещений.

При определении воздухообменов по указанным кратностям в расчете объема помещения или зоны принимаются следующие высоты:

фактическая, если высота помещения или зоны от 4 до 6 м;

6 м, если высота помещения или зоны более 6 м;

4 м, если высота помещения или зоны менее 4 м.

При наличии площадок их площадь следует принимать как площадь пола.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

8.3.15. При расчете аварийной вентиляции для помещений, в которых возможен выход (поступление) большого количества горючего газа, расход воздуха, необходимый для обеспечения промышленной безопасности, определяется в технологической части проекта. Аварийную вентиляцию следует проектировать с механическим побуждением. Системы аварийной вентиляции должны включаться автоматически при срабатывании установленных в помещениях газоанализаторов на 10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени.

8.3.16. В проектах ГТУ и ПГУ должна определяться оценка воздействия на окружающую среду концентраций вредных веществ (выбросов), производимых при эксплуатации оборудования ТЭС в целом с учетом организованных и неорганизованных выбросов, включая внутристанционное газовое хозяйство.

8.3.17. Дополнительно должно определяться шумовое воздействие на окружающую среду от редукционных и предохранительных клапанов, компрессоров и других источников шума.

На ТЭС с ГТУ должна быть предусмотрена защита от шума (шумоглушители, противошумовая изоляция) в целях обеспечения уровня шумового воздействия на окружающую среду в пределах, соответствующих нормативным документам, утвержденным в установленном порядке.

8.4. Строительство и приемка в эксплуатацию

8.4.1. Строительство систем газоснабжения ТЭС с ГТУ и ПГУ должно осуществляться в соответствии с требованиями, установленными настоящими Правилами.

8.4.2. При размещении ТЭС в районах с сейсмичностью 8 баллов и более дополнительно должны быть выполнены требования:

газопроводы должны прокладываться, как правило, на низких опорах, а в местах пересечения с автодорогами — в полупроходных каналах;

крепление надземных газопроводов к опорам должно быть свободным, с предохранением от возможного сброса труб;

эстакады трубопроводов должны быть удалены от не сейсмостойких зданий и сооружений на расстояние не менее 0,8 высоты указанных зданий и сооружений;

прокладка газопроводов по стенам несейсмостойких зданий не допускается;

компенсирующая способность каждого участка газопровода между неподвижными опорами должна приниматься на 100 мм больше требуемого по расчету температурного перемещения;

ввод газопровода в несейсмостойкое здание должен быть подземным или туннельным на участке протяженностью не менее 0,8 высоты здания;

отключающая арматура газопровода должна быть удалена от несейсмостойкого здания на расстояние не менее 0,8 его высоты.

8.4.3. При строительстве газопроводов на ТЭС в сейсмических районах должны учитываться требования соответствующих строительных норм и правил, утвержденных в установленном порядке.

8.4.4. При размещении ТЭС в районах вечномерзлых грунтов дополнительно должны быть выполнены требования:

прокладка газопроводов должна предусматриваться надземной в термоизолированных галереях или в земляной насыпи;

вводы в здания и выводы газопроводов из зданий должны предусматриваться только надземными, место перехода подземного газопровода в надземный должно быть удалено от здания не менее чем на 6 м;

противокоррозионная защита газопровода, температура стенок и грунта вокруг которого в процессе эксплуатации ниже −5 °С, не требуется, в остальных случаях защита должна предусматриваться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, утвержденной в установленном порядке;

значения ударной вязкости газопроводов на образцах Менаже следует определять в соответствии с государственным стандартом при температуре −60 °С;

применение труб из углеродистой стали марок 10 и 20 по соответствующему государственному стандарту во внутрицеховых

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

отапливаемых помещениях допускается при условии, что транспортировка, погрузочно-разгрузочные работы, хранение труб и монтаж трубопроводов производятся при температуре воздуха не ниже −20 °С;

применение труб из стали марок 10 и 20 по соответствующему государственному стандарту для наружной прокладки в районах строительства с расчетной температурой наружного воздуха до −40 °С допускается при условии поставки труб с ударной вязкостью при −40 °С не ниже 29,4 Дж/см^2.

8.4.5. При приемке в эксплуатацию законченных строительством объектов ТЭС с ГТУ и ПГУ должно быть обеспечено соблюдение требований, установленных настоящими Правилами.

Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до начала комплексного опробования.

8.4.6. Комплексное опробование и приемка в эксплуатацию оборудования ГТУ и ПГУ должны проводиться приемочной комиссией по специальной инструкции (программе).

На период комплексного опробования оборудования должно быть организовано круглосуточное дежурство персонала станции, монтажной и наладочной организаций для наблюдения за состоянием технологического оборудования и принятия мер по своевременному устранению неисправностей и утечек газа.

Персонал станции должен быть проинструктирован о возможных неполадках и способах их устранения, а также обеспечен необходимыми схемами и инструкциями, средствами защиты и спецодеждой, необходимыми приборами и оборудованием.

8.4.7. Комплексное опробование ГТУ считается проведенным при непрерывной, без отказов, работе основного оборудования в течение 72 ч на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами газа; успешном проведении 10 автоматических пусков; проверке соответствия вибрационных характеристик

агрегата действующим нормам; проверке эффективности работы системы автоматического регулирования и двукратном опробовании всех защит при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

8.5. Эксплуатация объектов газового хозяйства

8.5.1. На системах газоснабжения ТЭС с ГТУ и ПГУ по графикам, утвержденным техническим руководителем, должны выполняться:

осмотр технического состояния оборудования (обход);

проверка параметров срабатывания ПСК и ПЗК, установленных на ППГ;

проверка работоспособности ПЗК, включенных в схемы защит и блокировок ГТУ и ПГУ;

контроль загазованности воздуха в помещениях ППГ, котельном и машинном залах, а также в помещениях, в которых размещены блоки системы газоснабжения;

проверка действия автоматических сигнализаторов загазованности воздуха в помещениях ГРП, машинном зале и котельной;

проверка срабатывания устройств технологической защиты, блокировок и действия сигнализации;

очистка фильтров;

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

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

техническое обслуживание;

текущий ремонт;

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

техническое обследование (техническая диагностика) газопроводов и газового оборудования;

капитальный ремонт.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

8.5.2. Технологическое оборудование, средства контроля, управления, сигнализации, связи должны подвергаться внешнему осмотру со следующей периодичностью:

технологическое оборудование, трубопроводная арматура, электрооборудование, средства защиты, технологические трубопроводы — перед началом смены и в течение смены не реже чем через 2 часа;

средства контроля, управления, исполнительные механизмы, средства сигнализации и связи — не реже одного раза в сутки;

вентиляционные системы — перед началом смены;

средства пожаротушения, включая автоматические системы обнаружения и тушения пожаров, — не реже одного раза в месяц.

8.5.3. Техническое обслуживание газопроводов и газового оборудования ППГ должно проводиться не реже одного раза в 6 месяцев.

Внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ должны подвергаться техническому обслуживанию не реже одного раза в месяц и текущему ремонту — не реже одного раза в год. Периодичность капитальных ремонтов устанавливается с учетом фактического состояния оборудования.

Техническое обслуживание и текущий ремонт дожимающих компрессоров, предохранительной запорной и регулирующей арматуры с гарантированным сроком эксплуатации могут производиться в соответствии с паспортом (инструкцией) завода-изготовителя.

По истечении гарантийного срока они должны пройти поверку и сервисное обслуживание.

8.5.4. Техническое обслуживание должно проводиться в составе не менее трех человек под руководством мастера, с оформлением наряда-допуска на производство газоопасных работ.

8.5.5. Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт газопроводов, арматуры и технологического оборудования должны производиться в соответствии с требованиями настоящих Правил, инструкций заводов-изготовителей по монтажу и

эксплуатации оборудования, а также нормативно-технических документов, учитывающих условия и требования эксплуатации тепловых электрических станций, обеспечивающих их промышленную безопасность, согласованных с Госгортехнадзором России и утвержденных в установленном порядке.

8.5.6. До начала выполнения работ по техническому обслуживанию должен быть проведен контроль воздуха рабочих зон помещений (ППГ, машзала, котельной) на загазованность с отметкой результатов анализа в наряде-допуске.

8.5.7. При техническом обслуживании ППГ должны выполняться:

проверка хода запорной арматуры и герметичности, герметичности ПСК с помощью приборов или мыльной эмульсии;

проверка плотности мест прохода сочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами;

проверка плотности всех соединений газопроводов и арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

осмотр и при необходимости очистка фильтров;

проверка сочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами, устранение люфтов и других механических неисправностей рычажной передачи;

продувка импульсных линий приборов средств измерения, предохранительных запорных и регулирующих клапанов;

проверка наличия и качества смазки редукторов запорных и регулирующих устройств;

проверка параметров настройки ПСК;

смазка трущихся частей и подтягивание (при необходимости) сальников арматуры.

8.5.8. При техническом обслуживании внутренних газопроводов ГТУ и котлов-утилизаторов должны выполняться:

проверка плотности всех соединений газопроводов, газового оборудования и газовой аппаратуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

осмотр арматуры с ее очисткой (при необходимости);

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

проверка сочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами, устранение люфтов и других механических неисправностей рычажной передачи;

смазка трущихся частей и подтягивание (при необходимости) сальников арматуры;

продувка импульсных линий средств измерений.

Техническое обслуживание может выполняться на действующем оборудовании.

8.5.9. В производственной зоне ППГ должны ежесменно осматриваться технологическое оборудование, газопроводы, арматура, электрооборудование, вентиляционные системы, средства измерений, противоаварийные защиты, блокировки и сигнализации, выявленные неисправности — своевременно устраняться.

Включение в работу технологического оборудования без предварительного внешнего осмотра (обхода) не допускается.

8.5.10. Параметры настройки регуляторов в ППГ должны соответствовать значениям рабочего давления газа, указанным в утвержденных технических условиях на поставку ГТУ или в паспортных характеристиках ГТУ.

Колебания давления газа на выходе допускаются в пределах 10 % рабочего давления.

8.5.11. Предохранительные сбросные клапаны должны быть настроены на параметры, обеспечивающие начало их открывания при превышении величины максимального рабочего давления на выходе из ППГ не более чем на 15 %.

При настройке параметров срабатывания ПСК не должно изменяться рабочее давление газа после регулирующих клапанов на выходе из ППГ.

8.5.12. При эксплуатации ППГ должны выполняться:

осмотр технического состояния (обход) в сроки, устанавливаемые производственной инструкцией, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации;

проверка параметров срабатывания предохранительно-запорных и сбросных клапанов — не реже одного раза в 3 месяца, а также по окончании ремонта оборудования;

техническое обслуживание — не реже одного раза в 6 месяцев;

текущий ремонт — не реже одного раза в год, если изготовители газового оборудования не устанавливают 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.

8.5.13. Режим настройки и проверки параметров срабатывания предохранительных клапанов не должен приводить к изменению рабочего давления газа после регулятора.

8.5.14. Работающие дожимающие компрессоры должны находиться под постоянным надзором. Эксплуатация компрессоров с отключенными или вышедшими из строя автоматикой, аварийной вентиляцией, блокировкой и вентиляторами вытяжных систем запрещается.

8.5.15. Дожимающие компрессоры подлежат аварийной остановке в случаях:

утечек газа;

неисправности отключающих устройств;

вибрации, посторонних шумов и стуков;

выхода из строя подшипников и уплотнения;

изменения допустимых параметров масла и воды;

выхода из строя электропривода пусковой аппаратуры;

неисправности механических передач и приводов;

повышения или понижения нормируемого давления газа во входном и выходном патрубках.

8.5.16. Масло для смазки компрессора должно иметь сертификат и соответствовать марке, указанной в заводском паспорте на компрессор (по вязкости, температурам вспышки, самовоспламенения, термической стойкости), и специфическим особенностям, характерным для работы компрессора данного типа в конкретных условиях.

8.5.17. Контроль загазованности в помещениях ППГ должен проводиться стационарными сигнализаторами загазованности или переносным прибором из верхней зоны помещений не реже одного раза в сутки.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

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

8.5.18. Газопроводы, подводящие газ к агрегатам, при пуске газа должны продуваться транспортируемым газом до вытеснения всего воздуха в соответствии с требованиями настоящих Правил.

Продувка должна проводиться через продувочные газопроводы в места, предусмотренные проектом.

8.5.19. Пуск газовой турбины может осуществляться из:

холодного состояния, при температуре металла корпуса турбины менее 150 °С, после монтажа или ремонта;

неостывшего состояния, при температуре металла корпуса турбины 150–250 °С;

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 должна превышать значений, заданных заводом-изготовителем.

8.5.20. Пуск ГТУ и ПГУ должен производиться с полностью открытыми к дымовой трубе шиберами. Переключение шиберов, розжиг горелок котла-утилизатора допускаются только после выхода газовой турбины на холостой ход.

8.5.21. Камеры сгорания и газовоздушные тракты ГТУ или ПГУ, включая газоходы, котел-утилизатор, перед розжигом горелочных устройств газовой турбины должны быть провентилированы (проветрены) при вращении ротора пусковым устройством, обеспечивающим расход воздуха не менее 50 % номинального.

После каждой неудачной попытки пуска газовой турбины зажигание топлива без предварительной вентиляции газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ запрещается.

Продолжительность вентиляции должна быть в зависимости от компоновки тракта и типов газовой турбины, котла-утилизатора, пускового устройства рассчитана проектной организацией и ука-

зана в программе запуска (розжига), а также внесена в инструкцию по эксплуатации.

Запорная арматура на газопроводе перед горелочным устройством должна открываться после окончания вентиляции газовоздушного тракта и включения защитного запального устройства.

8.5.22. Если при розжиге пламенных труб (газовых горелок) камеры сгорания газовой турбины или в процессе регулирования произошли 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 газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ в течение времени, указанного в производственной инструкции, а также после устранения причин неполадок.

8.5.23. Стопорные и регулирующие топливные клапаны газовой турбины должны быть плотными. Клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при работе газовой турбины в базовом режиме.

8.5.24. Проверка герметичности затвора стопорного, предохранительного запорного клапанов газовой турбины должна производиться после капитального и среднего (регламентного) ремонта с визуальным контролем, перед каждым пуском ГТУ, а также периодически не реже одного раза в месяц.

8.5.25. Пуском ГТУ должен руководить начальник смены, а после капитального и среднего ремонта, проведения регламентных работ — начальник цеха или его заместитель.

8.5.26. Перед пуском ГТУ после ремонта или простоя в резерве свыше 3 суток должны быть проверены исправность и готовность к включению средств технологической защиты и автоматики, блокировок вспомогательного оборудования, масляной системы, резервных и аварийных маслонасосов, контрольно-измерительных приборов и средств оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

8.5.27. Пуск ГТУ не допускается в случаях:

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

неисправности или отключения хотя бы одной из защит;

наличия дефектов системы регулирования, которые могут привести к превышению допустимой температуры газов или разгону турбины;

неисправности одного из масляных насосов или системы их автоматического включения;

отклонения от норм качества масла, а также при температуре масла ниже установленного предела;

отклонения от норм качества топлива, а также при температуре или давлении топлива ниже или выше установленных пределов;

утечки газообразного топлива;

отклонения контрольных показателей теплового или механического состояния ГТУ от допустимых значений.

8.5.28. Пуск ГТУ после аварийного останова или сбоя при предыдущем пуске, если причины этих отказов не устранены, не допускается.

8.5.29. Пуск ГТУ должен быть немедленно прекращен действием защит или персоналом в случаях:

нарушения установленной последовательности пусковых операций;

превышения температуры газов выше допустимой по графику пуска;

повышения нагрузки пускового устройства выше допустимой;

не предусмотренного инструкцией снижения частоты вращения разворачиваемого вала после отключения пускового устройства;

помпажных явлений в компрессорах ГТУ.

8.5.30. Газотурбинная установка должна быть немедленно отключена действием защит или персоналом в случаях:

недопустимого повышения температуры газов перед газовой турбиной;

повышения частоты вращения ротора сверхдопустимого предела;

обнаружения трещин или разрыва масло- или газопроводов;

недопустимого осевого сдвига, недопустимых относительных перемещений роторов компрессоров и турбин;

недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня в масляном баке, а также недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или температуры любой из колодок упорного подшипника;

прослушивания металлических звуков (скрежета, стуков), необычных шумов внутри турбомашин и аппаратов газовой турбины;

возрастания вибрации подшипников опор выше допустимых значений;

появления искр или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или генератора;

воспламенения масла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;

взрыва (хлопка) в камерах сгорания газовой турбины, в котле-утилизаторе или газоходах;

погасания факела в камерах сгорания;

недопустимого понижения давления жидкого или газообразного топлива перед стопорным клапаном газовой турбины;

закрытого положения заслонки на дымовой трубе котла-утилизатора или повышения давления газов на входе в котел-утилизатор;

исчезновения напряжения на устройствах регулирования и автоматизации или на всех контрольно-измерительных приборах;

отключения турбогенератора вследствие внутреннего повреждения;

возникновения помпажа компрессоров или недопустимого приближения к границе помпажа;

недопустимого изменения давления воздуха за компрессорами;

загорания отложений на поверхностях нагрева котлов-утилизаторов.

Одновременно с отключением газовой турбины действием защиты или персоналом должен быть отключен генератор.

8.5.31. Газотурбинная установка должна быть разгружена и остановлена по решению технического руководителя электростанции в случаях:

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

нарушения нормального режима эксплуатации газовой турбины или нормальной работы вспомогательного оборудования, при появлении сигналов предупредительной сигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без останова;

заедания стопорных, регулирующих и противопомпажных клапанов;

обледенения воздухозаборного устройства, если не удается устранить обледенение при работе ГТУ под нагрузкой;

недопустимого повышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, камер сгорания, переходных трубопроводов, если понизить эту температуру изменением режима работы ГТУ не удается;

недопустимого увеличения неравномерности измеряемых температур газов;

недопустимого повышения температуры воздуха перед компрессорами высокого давления, а также в случаях нарушения нормального водоснабжения;

неисправности защит, влияющих на обеспечение взрывобезопасности;

неисправности оперативных контрольно-измерительных приборов.

8.5.32. При аварийном останове ГТУ или ПГУ с котлом-утилизатором необходимо:

прекратить подачу топлива в камеру сгорания газовой турбины закрытием стопорного клапана, ПЗК и других запорных устройств на газопроводах газовой турбины и котлов-утилизаторов;

открыть продувочные газопроводы и трубопроводы безопасности на отключенных газопроводах газовой турбины и котлов-утилизаторов;

отключить паровую турбину и генератор, предусмотренные в составе ПГУ.

8.5.33. После отключения ГТУ и ПГУ должна быть обеспечена эффективная вентиляция трактов и там, где это предусмотрено, произведена продувка горелок воздухом или инертным газом.

По окончании вентиляции должны быть перекрыты всасывающий и (или) выхлопной тракты. Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остывании ГТУ должны быть указаны в инструкции по эксплуатации.

8.5.34. Запорная арматура на продувочных газопроводах и газопроводах безопасности после отключения ГТУ должна постоянно находиться в открытом положении.

8.5.35. Перед ремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом камер сгорания или газоходов газовое оборудование и запальные трубопроводы должны отключаться от действующих газопроводов с установкой заглушки после запорной арматуры.

8.5.36. Запрещается приступать к вскрытию турбин, камеры сгорания, стопорного и регулирующих клапанов, не убедившись в том, что запорные устройства на подводе газа к газовой турбине закрыты, на газопроводах установлены заглушки, газопроводы освобождены от газа, арматура на продувочных газопроводах открыта.

8.5.37. После окончания ремонта на газопроводах и газовом оборудовании необходимо провести испытания их на прочность и герметичность в соответствии с требованиями проекта.

8.6. Технологический контроль, автоматизация, сигнализация, защиты и блокировки

8.6.1. Проектом должно предусматриваться автоматическое управление элементами системы газоснабжения ГТУ и ПГУ с сохранением возможности дистанционного управления с МЩУ и ЦЩУ (с соответствующим переключением при выборе места управления) и ручного управления по месту.

8.6.2. Выполнение блокировок и защит на останов ГТУ и ПГУ и перевод их на работу с пониженной нагрузкой должны осуществляться в соответствии с техническими условиями завода-изготовителя.

8.6.3. В системе газоснабжения газовой турбины, работающей в

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

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 (УСД) и выходе из него;

давления газа на выходе из каждой редуцирующей нитки УСД (ГРП);

давления газа до и после каждого дожимающего компрессора (ступени);

уровня жидкости в аппарате блоков очистки газа;

загазованности воздуха в помещениях ППГ, в застойных зонах машинного зала, где размещены ГТУ, и помещениях, в которых установлены котлы-утилизаторы или теплообменные аппараты;

давления газа перед стопорным клапаном и за регулирующим клапаном газовой турбины, а также за регулирующим клапаном и перед горелками котла-утилизатора;

температуры газа после холодильника;

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.

8.6.4. В системе газоснабжения ГТУ и ПГУ предусматривается технологическая сигнализация о:

повышении и понижении давления газа перед блоком очистки;

повышении и понижении давления газа до и после ППГ;

повышении и понижении давления газа в газопроводе перед стопорным клапаном газовой турбины;

повышении концентрации загазованности воздуха в помещениях ППГ, машинного зала, котельной, блоках систем газоснабжения, примыкающих к зданию ГТУ;

включении аварийной вентиляции в помещениях установки дожимающих компрессоров;

повышении температуры охлаждающей воды и масла на каждом дожимающем компрессоре;

повышении температуры подшипников электродвигателя дожимающего компрессора;

повышении температуры подшипников дожимающего компрессора;

повышении температуры воздуха в блок-контейнере запорной арматуры газовой турбины;

повышении температуры воздуха в блок-контейнере компрессорного агрегата;

понижении уровня масла в масляной системе дожимающего компрессора;

повышении уровня жидкости в аппаратах блоков очистки газа;

повышении температуры газа до и после дожимающего компрессора;

срабатывании системы автоматического пожаротушения в помещениях ППГ;

понижении уровня масла в масляной системе дожимающего компрессора;

повышении уровня жидкости в аппаратах блоков очистки газа;

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

повышении вибрации ротора дожимающего компрессора;

наличии факела на пламенных трубах камеры сгорания газовой турбины;

наличии факела на горелке котла-утилизатора;

наличии факела на запальных устройствах газовой турбины;

наличии факела (общего) на всех горелках котла-утилизатора;

срабатывании технологических защит.

8.6.5. В ППГ системы газоснабжения предусматриваются следующие технологические защиты:

срабатывание ПСК при повышении давления газа выше установленного значения на выходе из ППГ и после каждого дожимающего компрессора;

отключение электродвигателей дожимающих компрессоров при понижении давления охлаждающей воды и масла ниже установленного значения и повышении температуры охлаждающей воды и масла выше установленного значения;

включение аварийной вентиляции при достижении концентрации загазованности воздуха в помещениях ППГ 10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени.

8.6.6. В ППГ системы газоснабжения предусматриваются технологические блокировки:

включение резервной нитки редуцирования (поставленной на автоматический ввод резерва) в случае понижения давления газа на выходе из блока редуцирования ниже установленного значения;

включение резервной нитки редуцирования и отключение рабочей нитки в случае повышения давления газа на выходе из блока редуцирования выше установленного значения.

При наличии двойного дистанционного или автоматического управления оборудованием и арматурой должна предусматриваться блокировка, исключающая возможность одновременного их включения.

8.6.7. 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.

При срабатывании защиты должны производиться одновременное закрытие стопорных и предохранительных запорных клапанов, закрытие регулирующих клапанов, запорной арматуры на запальном газопроводе и газопроводах подвода газа к турбине, открытие дренажных и антипомпажных клапанов, отключение генератора от сети, отключение пускового устройства.

8.6.8. Технологические защиты, блокировки и сигнализация, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены. Ввод технологических защит должен производиться автоматически.

8.6.9. Вывод из работы технологических защит, обеспечивающих взрывобезопасность, на работающем оборудовании запрещается.

Вывод из работы других технологических защит, а также технологических блокировок и сигнализации на работающем оборудовании разрешается только в дневное время и не более одной защиты, блокировки или сигнализации одновременно в случаях:

очевидной неисправности или отказа;

периодической проверки согласно графику, утвержденному техническим руководителем.

Отключение должно выполняться по письменному распоряжению начальника смены в оперативном журнале с обязательным уведомлением технического руководителя ТЭС.

8.6.10. Проведение ремонтных и наладочных работ в цепях защит, блокировок и сигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска запрещается.

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

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

8.7. Наружные газопроводы и сооружения

8.7.1. Обход надземных газопроводов должен проводиться не реже одного раза в месяц в пределах станции, вне пределов станции — не реже одного раза в квартал. Выявленные неисправности должны устраняться.

8.7.2. Эксплуатация и периодичность обхода трасс подземных стальных газопроводов давлением до 1,2 МПа должны осуществляться в соответствии с требованиями настоящих Правил в зависимости от технического состояния газопровода.

8.7.3. Эксплуатация подземных стальных газопроводов давлением свыше 1,2 МПа в пределах станции должна осуществляться в соответствии с требованиями настоящих Правил в зависимости от технического состояния газопровода, а также учитывать требования нормативно-технических документов для магистральных газопроводов, утвержденных в установленном порядке, но не реже приведенных в приложении 1.

8.7.4. Периодичность обхода трасс подземных стальных газопроводов-отводов давлением свыше 1,2 МПа за пределами станций должна устанавливаться в соответствии с нормативно-техническими документами для магистральных газопроводов, утвержденными в установленном порядке.

9. ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

9.1. Все здания и сооружения на газораспределительных сетях должны иметь строительный паспорт.

По истечении установленного срока службы здания или сооружения должны проходить обследование в целях установления возможности дальнейшей их эксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращения эксплуатации.

9.2. Обследование зданий и целостности строительных конструкций (трещины, обнажение арматуры, просадки фундамента, снижение несущих способностей перекрытий, разрушение

кровли и др.) должно производиться также перед реконструкцией технологического объекта или изменением функционального назначения здания или сооружения, а также после аварии (взрыв или пожар).

9.3. Обследование зданий и сооружений в целях установления возможности дальнейшей их эксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращения эксплуатации проводится с учетом строительных норм и правил, утвержденных федеральным органом исполнительной власти в области строительства, в рамках экспертизы промышленной безопасности, в порядке, утверждаемом Госгортехнадзором России.

9.4. На входных дверях зданий и сооружений, а также производственных помещений должны быть нанесены обозначения категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности и классы взрывоопасности зон.

10. ГАЗООПАСНЫЕ РАБОТЫ

10.1. К газоопасным работам относятся:

присоединение (врезка) вновь построенных наружных и внутренних газопроводов к действующим, отключение (обрезка) газопроводов;

пуск газа в газопроводы при вводе в эксплуатацию, расконсервации, после ремонта (реконструкции), ввод в эксплуатацию ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ;

техническое обслуживание и ремонт действующих наружных и внутренних газопроводов, газового оборудования ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ, газоиспользующих установок;

удаление закупорок, установка и снятие заглушек на действующих газопроводах, а также отключение или подключение к газопроводам газоиспользующих установок;

продувка газопроводов при отключении или включении газоиспользующих установок в работу;

обход наружных газопроводов, ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ, ремонт,

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

осмотр и проветривание колодцев, проверка и откачка конденсата из конденсатосборников;

разрытия в местах утечек газа до их устранения;

ремонт с выполнением огневых (сварочных) работ и газовой резки (в том числе механической) на действующих газопроводах, оборудовании ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ.

10.2. Газоопасные работы должны выполняться бригадой рабочих в составе не менее 2 человек под руководством специалиста.

Газоопасные работы в колодцах, туннелях, коллекторах, а также в траншеях и котлованах глубиной более 1 м должны выполняться бригадой рабочих в составе не менее 3 человек.

10.3. Проведение ремонтных работ без применения сварки и газовой резки на газопроводах низкого давления диаметром не более 50 мм, обход наружных газопроводов, ремонт, осмотр и проветривание колодцев (без спуска в них), проверка и откачка конденсата из конденсатосборников, а также осмотр технического состояния (обход) внутренних газопроводов и газоиспользующих установок, в том числе ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ, как правило, допускается двумя рабочими. Руководство поручается наиболее квалифицированному рабочему.

10.4. На производство газоопасных работ выдается наряд-допуск установленной формы, предусматривающий разработку и последующее осуществление комплекса мероприятий по подготовке и безопасному проведению этих работ (приложение 2).

10.5. В организации должен быть разработан и утвержден техническим руководителем перечень газоопасных работ, в том числе выполняемых без оформления наряда-допуска по производственным инструкциям, обеспечивающим их безопасное проведение.

10.6. Лица, имеющие право выдачи нарядов-допусков к выполнению газоопасных работ, назначаются приказом по газораспределительной организации или организации, имеющей собственную эксплуатационную газовую службу, из числа руководящих работников и специалистов, сдавших экзамен в соответствии с требо-

ваниями настоящих Правил и имеющих опыт работы в газовом хозяйстве не менее одного года.

10.7. Периодически повторяющиеся газоопасные работы, выполняемые, как правило, постоянным составом работающих, могут производиться без оформления наряда-допуска по утвержденным производственным инструкциям.

К таким работам относятся обход наружных газопроводов, ГРП (ГРПБ), ШРП и ГРУ, ремонт, осмотр и проветривание колодцев; проверка и откачка конденсата из конденсатосборников; техническое обслуживание газопроводов и газового оборудования без отключения газа; техническое обслуживание запорной арматуры и компенсаторов, расположенных вне колодцев; обслуживание (технологическое) газоиспользующих установок (котлов, печей и др.).

Указанные работы должны, как правило, выполняться 2 рабочими и регистрироваться в специальном журнале с указанием времени начала и окончания работ.

10.8. Пуск газа в газовые сети поселений при первичной газификации, в газопроводы высокого давления; работы по присоединению газопроводов высокого и среднего давления; ремонтные работы в ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ с применением сварки и газовой резки; ремонтные работы на газопроводах среднего и высокого давления (под газом) с применением сварки и газовой резки; снижение и восстановление давления газа в газопроводах среднего и высокого давления, связанные с отключением потребителей; отключение и последующее включение подачи газа на промышленные производства производятся по специальному плану, утвержденному техническим руководителем газораспределительной организации.

В плане указываются: последовательность проведения операций; расстановка людей; техническое оснащение; мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность; лица, ответственные за проведение газоопасных работ (отдельно на каждом участке работы) и за общее руководство и координацию действий.

10.9. Каждому лицу, ответственному за проведение газоопасных работ, в соответствии с планом выдается отдельный наряд-допуск.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

10.10. К плану и нарядам-допускам должны прилагаться исполнительная документация (чертеж или ксерокопия исполнительной документации) с указанием места и характера производимой работы.

Перед началом газоопасных работ лицом, ответственным за их проведение, проверяется соответствие документации фактическому расположению газопровода.

10.11. Работы по локализации и ликвидации аварий на газопроводах производятся без наряда-допуска до устранения прямой угрозы причинения вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде.

Восстановительные работы по приведению газопроводов и газового оборудования в технически исправное состояние производятся по наряду-допуску.

В случае когда аварийно-восстановительные работы от начала до конца проводятся аварийно-диспетчерской службой в срок не более суток, наряд-допуск может не оформляться.

10.12. Наряды-допуски на газоопасные работы должны выдаваться заблаговременно для необходимой подготовки к работе.

В наряде-допуске указываются срок его действия, время начала и окончания работы.

При невозможности окончить ее в установленный срок наряд-допуск на газоопасные работы подлежит продлению лицом, выдавшим его.

10.13. Наряды-допуски должны регистрировать в специальном журнале установленной приложением 3 формы.

10.14. Лицо, ответственное за проведение газоопасных работ, получая наряд-допуск, расписывается в журнале регистрации нарядов-допусков.

10.15. Наряды-допуски должны храниться не менее одного года с момента его закрытия.

Наряды-допуски, выдаваемые на первичный пуск газа, врезку в действующий газопровод, отключения газопроводов с заваркой наглухо в местах ответвления, хранятся постоянно в исполнительно-технической документации на данный газопровод.

10.16. Если газоопасные работы, выполняемые по наряду-допуску, производятся в течение более одного дня, ответственный за их выполнение обязан ежедневно докладывать о положении дел лицу, выдавшему наряд-допуск.

10.17. Командированному персоналу наряды-допуски выдаются на весь срок командировки. Производство работ контролируется лицом, назначенным организацией, производящей работы.

10.18. До начала газоопасных работ ответственный за ее проведение обязан проинструктировать всех рабочих о технологической последовательности операций и необходимых мерах безопасности. После этого каждый работник, получивший инструктаж, должен расписаться в наряде-допуске.

10.19. При проведении газоопасной работы все распоряжения должны выдаваться лицом, ответственным за работу.

Другие должностные лица и руководители, присутствующие при проведении работы, могут давать указания только через лицо, ответственное за проведение работ.

10.20. Газоопасные работы должны выполняться, как правило, в дневное время.

В районах северной климатической зоны газоопасные работы производятся независимо от времени суток.

Работы по локализации и ликвидации аварийных ситуаций выполняются независимо от времени суток под непосредственным руководством специалиста.

10.21. Газопроводы, не введенные в эксплуатацию в течение 6 мес со дня испытания, должны быть повторно испытаны на герметичность.

Дополнительно проверяются работа установок электрохимической защиты, состояние дымоотводящих и вентиляционных систем, комплектность и исправность газового оборудования, арматуры, средств измерений и автоматизации.

10.22. Присоединение вновь построенных газопроводов к действующим производится только перед пуском газа.

Все газопроводы и газовое оборудование перед их присоеди-

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

нением к действующим газопроводам, а также после ремонта должны подвергаться внешнему осмотру и контрольной опрессовке (воздухом или инертными газами) бригадой, производящей пуск газа.

10.23. Наружные газопроводы всех давлений подлежат контрольной опрессовке давлением 0,02 МПа. Падение давления не должно превышать 0,0001 МПа за 1 ч.

Наружные газопроводы низкого давления с гидрозатворами подлежат контрольной опрессовке давлением 0,004 МПа. Падение давления не должно превышать 0,00005 МПа за 10 мин.

Внутренние газопроводы промышленных, сельскохозяйственных и других производств, котельных, а также оборудование и газопроводы ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ подлежат контрольной опрессовке давлением 0,01 МПа. Падение давления не должно превышать 0,0006 МПа за 1 ч.

Результаты контрольной опрессовки должны записываться в нарядах-допусках на выполнение газоопасных работ.

10.24. Избыточное давление воздуха в присоединяемых газопроводах должно сохраняться до начала работ по их присоединению (врезке).

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

10.26. При ремонтных работах в загазованной среде следует применять инструмент из цветного металла, исключающий искрообразование.

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

Использование электрических инструментов, дающих искрение, не допускается.

Обувь у лиц, выполняющих газоопасные работы в колодцах, помещениях ГРП, ГРПБ, ГРУ, не должна иметь стальных подковок и гвоздей.

При выполнении газоопасных работ следует использовать

переносные светильники во взрывозащищенном исполнении с напряжением 12 вольт.

10.27. Выполнение сварочных работ и газовой резки на газопроводах в колодцах, туннелях, коллекторах, технических подпольях, помещениях ГРП, ГРПБ и ГРУ без их отключения, продувки воздухом или инертным газом и установки заглушек не допускается.

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

Перед началом работ проводится проверка воздуха на загазованность. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени. Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах.

10.28. Газовая резка и сварка на действующих газопроводах допускается при давлении газа 0,0004–0,002 МПа.

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

При снижении давления газа в газопроводе ниже 0,0004 МПа или его превышении свыше 0,002 МПа работы следует прекратить.

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

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

Производственная инструкция утверждается в установленном порядке и согласовывается с территориальным органом Госгортехнадзора России.

10.30. Давление газа в газопроводе при проведении работ следует контролировать по специально установленному манометру.

Допускается использовать манометр, установленный не далее 100 м от места проведения работ.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность». 2009

10.31. Работы по присоединению газового оборудования к действующим внутренним газопроводам с использованием сварки (резки) следует производить с отключением газопроводов и их продувкой воздухом или инертным газом.

10.32. Снижение давления газа в действующем газопроводе следует производить при помощи отключающих устройств или регуляторов давления.

Во избежание превышения давления газа в газопроводе избыточное давление следует сбрасывать на свечу, используя имеющиеся конденсатосборники, или на свечу, специально установленную на месте работ.

Сбрасываемый газ следует по возможности сжигать.

10.33. Способы присоединения вновь построенных газопроводов к действующим определяются газораспределительной организацией в соответствии с действующими нормалями.

10.34. Проверка герметичности газопроводов, арматуры и приборов открытым огнем не допускается.

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

Места проведения работ следует ограждать.

Котлованы должны иметь размеры, удобные для проведения работ и эвакуации рабочих.

Вблизи мест проведения газоопасных работ вывешиваются или выставляются предупредительные знаки «Огнеопасно — газ».

10.35. При газовой резке (сварке) на действующих газопроводах во избежание большого пламени места выхода газа затираются шамотной глиной с асбестовой крошкой.

10.36. Снятие заглушек, установленных на ответвлениях к потребителям (вводах), производится по указанию лица, руководящего работами по пуску газа, после визуального осмотра и опрессовки газопровода.

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

Окончание продувки должно устанавливаться путем анализа или сжиганием отобранных проб.

Объемная доля кислорода не должна превышать 1 % по объему, а сгорание газа должно происходить спокойно, без хлопков.

10.38. Газопроводы при освобождении от газа должны продуваться воздухом или инертным газом.

Объемная доля газа в пробе воздуха (инертного газа) не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени.

При продувке газопроводов запрещается выпускать газовоздушную смесь в помещения, вентиляционные и дымоотводящие системы, а также в местах, где существует возможность попадания ее в здания или воспламенения от источника огня.

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

10.40. В загазованных колодцах, коллекторах, помещениях и вне помещений в загазованной атмосфере ремонтные работы с применением открытого огня (сварка, резка) не допустимы.

10.41. При внутреннем осмотре и ремонте котлы или другие газоиспользующие установки должны отключаться от газопровода с помощью заглушек.

10.42. Спуск в колодцы (без скоб), котлованы должен осуществляться по металлическим лестницам с закреплением их у края колодца (котлована).

Для предотвращения скольжения и искрения при опирании на твердое основание лестницы должны иметь резиновые «башмаки».

10.43. В колодцах и котлованах должны работать не более двух человек в спасательных поясах и противогазах. Снаружи с наветренной стороны должны находиться два человека для страховки работающих и недопущению к месту работы посторонних лиц.

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

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Заглушки должны соответствовать максимальному давлению газа в газопроводе, иметь хвостовики, выступающие за пределы фланцев, и клеймо с указанием давления газа и диаметра газопровода.

10.45. Набивка сальников запорной арматуры, разборка резьбовых соединений конденсатосборников на наружных газопроводах среднего и высокого давлений допускается при давлении газа не более 0,1 МПа.

10.46. Замена прокладок фланцевых соединений на наружных газопроводах допускается при давлении газа в газопроводе 0,0004–0,002 МПа.

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

10.48. При ремонтных работах на газопроводах и оборудовании в загазованных помещениях должно обеспечиваться наблюдение за работающими и предотвращение внесения источников огня.

10.49. Перед началом ремонтных работ на подземных газопроводах, связанных с разъединением газопровода (замена задвижек, снятие и установка заглушек, прокладок и др.), необходимо отключить имеющуюся защиту от электрохимической коррозии и установить на разъединяемых участках газопровода перемычку (если нет стационарно установленных перемычек) в целях предотвращения искрообразования.

10.50. 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.

10.51. Применение открытого огня для отогрева наружных полиэтиленовых, стальных санированных и внутренних газопроводов запрещается.

10.52. При устранении закупорок в газопроводах должны приниматься меры, максимально уменьшающие выход газа из газопровода. Работы должны проводиться в шланговых или кис-

лородно-изолирующих противогазах. Выпуск газа в помещение запрещается.

При прочистке газопроводов потребители должны быть предупреждены о необходимости отключения газоиспользующих установок до окончания работ.

10.53. Резьбовые и фланцевые соединения, которые разбирались для устранения закупорок в газопроводе, после сборки должны проверяться на герметичность мыльной эмульсией или с помощью высокочувствительных газоанализаторов (течеискателей).

10.54. Ответственным за наличие у рабочих средств индивидуальной защиты, их исправность и применение является руководитель работ, а при выполнении работ без технического руководства — лицо, выдавшее задание.

Наличие и исправность необходимых средств индивидуальной защиты определяются при выдаче наряда-допуска на газоопасные работы.

При организации работ руководитель обязан предусмотреть возможность быстрого вывода рабочих из опасной зоны.

Каждый участвующий в газоопасных работах должен иметь подготовленный к работе шланговый или кислородно-изолирующий противогаз.

Применение фильтрующих противогазов не допускается.

10.55. Разрешение на включение кислородно-изолирующих противогазов дает руководитель работ.

При работе в кислородно-изолирующем противогазе необходимо следить за остаточным давлением кислорода в баллоне противогаза, обеспечивающем возвращение работающего в незагазованную зону.

Продолжительность работы в противогазе без перерыва не должна превышать 30 мин.

Время работы в кислородно-изолирующем противогазе следует записывать в его паспорт.

10.56. Воздухозаборные патрубки шланговых противогазов должны располагаться с наветренной стороны и закрепляться.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

При отсутствии принудительной подачи воздуха вентилятором длина шланга не должна превышать 15 м.

Шланг не должен иметь перегибов и защемлений.

Противогазы проверяют на герметичность перед выполнением работ зажатием конца гофрированной дыхательной трубки.

В подобраном правильно противогазе невозможно дышать.

10.57. Спасательные пояса с кольцами для карабинов испытываются застегнутыми на обе пряжки с грузом массой 200 кг, в подвешенном состоянии в течение 5 мин. После снятия груза на поясе не должно быть следов повреждений.

10.58. Карабины испытываются грузом массой 200 кг с открытым затвором в течение 5 мин. После снятия груза освобожденный затвор карабина должен встать на свое место без заеданий.

10.59. Спасательные пояса должны иметь наплечные ремни с кольцом для крепления веревки на уровне лопаток (спины).

Применение поясов без наплечных ремней запрещается.

10.60. Спасательные веревки должны быть длиной не менее 10 м и испытаны грузом массой 200 кг в течение 15 мин. После снятия груза на веревке в целом и на отдельных нитях не должно быть повреждений.

10.61. Испытание спасательных поясов с веревками и карабинов должно проводиться не реже одного раза в 6 мес.

10.62. Результаты испытаний оформляются актом или записью в специальном журнале.

10.63. Перед выдачей поясов, карабинов и веревок должен производиться их наружный осмотр.

Пояса и веревки должны иметь инвентарные номера.

11. ЛОКАЛИЗАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

11.1. Для локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовых хозяйствах городских и сельских поселений должны

создаваться единые при газораспределительных организациях аварийно-диспетчерские службы (АДС) с городским телефоном «04» и их филиалы с круглосуточной работой, включая выходные и праздничные дни.

Допускается создавать специализированные АДС в подразделениях, обслуживающих ГРП (ГРУ), а также промышленные объекты и котельные.

11.2. Численность и материально-техническое оснащение АДС (филиалов) определяются типовыми нормами.

Места их дислокации определяются зоной обслуживания и объемом работ с учетом обеспечения прибытия бригады АДС к месту аварии за 40 мин.

При извещении о взрыве, пожаре, загазованности помещений аварийная бригада должна выехать в течение 5 мин.

11.3. По аварийным заявкам организаций, имеющих собственную газовую службу, АДС газораспределительных организаций должны оказывать практическую и методическую помощь по локализации и ликвидации аварийных ситуаций по договору и согласованному плану взаимодействия.

11.4. Аварийные работы на ТЭС выполняются собственным персоналом.

Участие в этих работах АДС газораспределительных организаций определяется планами локализации и ликвидации аварий.

11.5. Деятельность аварийных бригад по локализации и ликвидации аварий определяется планом взаимодействия служб различных ведомств, который должен быть разработан с учетом местных условий.

Планы взаимодействия служб различных ведомств должны быть согласованы с территориальными органами Госгортехнадзора России и утверждены в установленном порядке.

Ответственность за составление планов, утверждение, своевременность внесения в них дополнений и изменений, пересмотр (не реже одного раза в 3 года) несет технический руководитель организации — собственника опасного производственного объекта.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

11.6. В АДС должны проводиться тренировочные занятия с оценкой действий персонала:

по планам локализации и ликвидации аварий (для каждой бригады) — не реже одного раза в 6 мес;

по планам взаимодействия служб различного назначения — не реже одного раза в год.

Тренировочные занятия должны проводиться на полигонах (рабочих местах) в условиях, максимально приближенных к реальным.

Проведение тренировочных занятий должно регистрироваться в специальном журнале.

11.7. Все заявки в АДС должны регистрироваться с отметкой времени ее поступления, временем выезда и прибытия на место аварийной бригады, характером повреждения и перечнем выполненной работы.

Заявки, поступающие в АДС, должны записываться на магнитную ленту. Срок хранения записей должен быть не менее 10 суток.

Допускается регистрация и обработка поступающих аварийных заявок на персональном компьютере при условии ежедневной архивации полученной информации с жесткого диска на другие носители (дискеты и др.).

Своевременность выполнения аварийных заявок и объем работ должны контролироваться руководителями газораспределительной организации.

Анализ поступивших заявок должен производиться ежемесячно.

11.8. При получении заявки о наличии запаха газа диспетчер обязан проинструктировать заявителя о мерах безопасности.

11.9. Аварийная бригада должна выезжать на специальной автомашине, оборудованной радиостанцией, сиреной, проблесковым маячком и укомплектованной инструментом, материалами, приборами контроля, оснасткой и приспособлениями для своевременной ликвидации аварий.

При выезде по заявке для ликвидации аварий на наружных газопроводах бригада АДС должна иметь исполнительно-техническую документацию или планшеты (маршрутные карты).

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

11.11. В случае обнаружения объемной доли газа в подвалах, туннелях, коллекторах, подъездах, помещениях первых этажей зданий более 1 % газопроводы должны быть отключены от системы газоснабжения и приняты меры по эвакуации людей из опасной зоны.

11.12. Ликвидация утечки газа (временная) допускается с помощью бандажа, хомута или бинта из мешковины с шамотной глиной, наложенных на газопровод. За этим участком должно быть организовано ежесменное наблюдение.

Продолжительность эксплуатации внутреннего газопровода с бандажом, хомутом или бинтом из мешковины с шамотной глиной не должна превышать одной смены.

11.13. Поврежденные сварные стыки (разрывы, трещины), а также механические повреждения тела стальной трубы (пробоины, вмятины) должны ремонтироваться врезкой катушек или установкой лепестковых муфт.

Сварные стыки с другими дефектами (шлаковые включения, непровар и поры сверхдопустимых норм), а также каверны на теле трубы глубиной свыше 30 % толщины стенки могут усиливаться установкой муфт с гофрой или лепестковых с последующей их опрессовкой.

11.14. При механических повреждениях стальных подземных газопроводов со смещением их относительно основного положения как по горизонтали, так и по вертикали одновременно с проведением работ по устранению утечек газа должны вскрываться и проверяться неразрушающими методами по одному ближайшему стыку в обе стороны от места повреждения.

При обнаружении в них разрывов и трещин, вызванных повреждением газопровода, должен дополнительно вскрываться и проверяться радиографическим методом следующий стык.

В случае выявления непровара, шлаковых включений, пор производится усиление сварного стыка.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

11.15. Сварные стыки и участки труб полиэтиленовых газопроводов, имеющих дефекты и повреждения, должны вырезаться и заменяться врезкой катушек с применением муфт с закладными нагревателями. Допускается сварка встык при 100 %-ном контроле стыков ультразвуковым методом.

Узлы неразъемных соединений и соединительные детали, не обеспечивающие герметичность, должны вырезаться и заменяться новыми.

Допускается ремонтировать точечные повреждения полиэтиленовых газопроводов при помощи специальных полумуфт с закладными нагревателями.

11.16. Поврежденные участки газопроводов, восстановленные синтетическим тканевым шлангом, заменяются врезкой катушки с использованием специального оборудования для проведения работ на газопроводах без снижения давления.

Допускается осуществлять ремонт таких газопроводов аналогично стальным газопроводам.

11.17. Работы по окончательному устранению утечек газа могут передаваться эксплуатационным службам после того, как АДС будут приняты меры по локализации аварии и временному устранению утечки газа.

11.18. Не допускается прямое воздействие открытого пламени горелки при резке стальной оболочки газопровода, реконструированного полимерными материалами.

Приложение 1

Периодичность обхода трасс подземных газопроводов в зависимости от места прохождения трассы

Газопроводы	Низкого давления в застроенной части поселений	Высокого и среднего давления в застроенной части поселений	Всех давлений в незастроенной части поселений, а также межпоселковые
1	2	3	4
Газопроводы давлением до 1,2 МПа			
1. Вновь построенные газопроводы	Непосредственно в день ввода в эксплуатацию и на следующий день		
2. Стальные газопроводы, эксплуатируемые до 40 лет при отсутствии аварий и инцидентов	Устанавливается техническим руководителем газораспределительной организации, но не реже:		
	1 раза в мес	2 раз в мес	1 раза в 6 мес при ежегодном приборном обследовании или 1 раза в 2 мес без его проведения
2.1. Полиэтиленовые газопроводы, эксплуатируемые до 50 лет при отсутствии аварий и инцидентов	1 раза в 3 мес	1 раза в 3 мес	1 раза в 6 мес

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Продолжение прил. 1

1	2	3	4
3. Стальные газопроводы после реконструкции методом протяжки полиэтиленовых труб или восстановленные синтетическим тканевым шлангом	Устанавливается техническим руководителем газораспределительной организации, но не реже:		
	1 раза в 3 мес	1 раза в 3 мес	Не реже 1 раза в 6 мес
4. Стальные газопроводы, эксплуатируемые в зоне действия источников блуждающих токов, в грунте с высокой коррозионной агрессивностью и необеспеченные минимальным защитным электрическим потенциалом	1 раза в неделю	2 раз в неделю	1 раза в 2 недели
5. Стальные газопроводы с неустраненными дефектами защитных покрытий	1 раза в неделю	2 раз в неделю	1 раза в 2 недели
6. Стальные газопроводы с положительными и знакопеременными значениями электрических потенциалов	Ежедневно	Ежедневно	2 раз в неделю
7. Газопроводы в неудовлетворительном техническом состоянии, подлежащие замене	Ежедневно	Ежедневно	2 раз в неделю

Продолжение прил. 1

1	2	3	4
8. Газопроводы, проложенные в просадочных грунтах	1 раза в неделю	2 раз в неделю	1 раза в 2 недели
9. Газопроводы с временно устраненной утечкой газа (бинт, бандаж)	Ежедневно до проведения ремонта		
10. Газопроводы в зоне 15 м от места производства строительных работ	Ежедневно до устранения угрозы повреждения газопровода		
11. Береговые участки газопроводов в местах переходов через водные преграды и овраги	Ежедневно в период паводка		
12. Стальные газопроводы, эксплуатируемые после 40 лет при положительных результатах диагностики	1 раза в мес	2 раз в мес	1 раза в 6 мес при ежегодном приборном обследовании или 1 раза в 2 мес без его проведения
13. Полиэтиленовые газопроводы, эксплуатируемые после 50 лет при положительных результатах диагностики	1 раза в 3 мес	1 раза в 3 мес	1 раза в 6 мес

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Окончание прил. 1

1	2	3	4
14. Стальные газопроводы после 40 лет при отрицательных результатах диагностики, назначенные на перекладку или реконструкцию	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
15. Полиэтиленовые газопроводы после 50 лет при отрицательных результатах диагностики, назначенные на перекладку	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
Газопроводы давлением свыше 1,2 МПа			
16. Стальные газопроводы в пределах тепловых электрических станций	2 раза в мес		
17. Стальные газопроводы в пределах тепловых электрических станций в оговоренных выше случаях	Ежедневно		
Газопроводы-отводы давлением свыше 1,2 МПа			
18. Стальные газопроводы-отводы за пределами тепловых электрических станций	В соответствии с требованиями нормативно-технических документов для магистральных газопроводов		

Приложение 2

НАРЯД-ДОПУСК № _____
на производство газоопасных работ

«____»_____200___г. Срок хранения 1 год

1. Наименование организации _____
(наименование газового хозяйства, службы, цеха)
_____

2. Должность, фамилия, имя, отчество лица, получившего наряд-допуск на выполнение газоопасных работ _____
_____

3. Место и характер работ _____
_____

4. Состав бригады _____
(фамилия, имя, отчество, должность, профессия)
_____

5. Дата и время начала работ _____
Дата и время окончания работ _____

6. Технологическая последовательность основных операций при выполнении работ _____
(перечисляется технологическая последовательность операций
_____
в соответствии с действующими инструкциями и технологическими картами;
_____
допускается применение типовых нарядов-допусков или вручение
_____
технологических карт руководителю работ под роспись)

7. Работа разрешается при выполнении следующих основных мер безопасности _____
(перечисляются основные меры безопасности,
_____
указываются инструкции, которыми следует руководствоваться)

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность». 2009

8. Средства общей и индивидуальной защиты, которые обязана иметь бригада _____

(должность, фамилия, имя, отчество лица, проводившего

_____

проверку готовности средств индивидуальной защиты к выполнению работ

_____

и умению ими пользоваться, подпись)

9. Результаты анализа воздушной среды на содержание газа в закрытых помещениях и колодцах, проведенного перед началом ремонтных работ _____

(должность, фамилия, имя, отчество лица,

_____

производившего замеры, подпись)

10. Наряд-допуск выдал _____

(должность, фамилия, имя, отчество лица,

_____

выдавшего наряд-допуск, подпись)

11. С условиями работы ознакомлен, наряд-допуск получил

_____

(должность, фамилия, имя, отчество лица, получившего наряд-допуск, подпись)

12. Инструктаж состава бригады по проведению работ и мерам безопасности

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	Должность, профессия	Расписка о получении инструктажа	Примечание

13. Изменения в составе бригады

Фамилия, имя, отчество лица, выведенного из состава бригады	Причина изменений	Дата, время	Фамилия, имя, отчество лица, введенного в состав бригады	Должность, профессия	Дата, время

14. Инструктаж нового состава бригады по завершении работ и мерам безопасности

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	Должность	Расписка о получении инструктажа	Примечание

15. Продление наряда-допуска

Дата и время		Фамилия, имя, отчество и должность лица, продлившего наряд-допуск	Подпись	Фамилия, имя, отчество и должность руководителя работ	Подпись
начала работы	окончания работы				

16. Заключение руководителя по окончании газоопасных работ

(перечень работ, выполненных на объекте, особые замечания,

подпись руководителя работ, время и дата закрытия наряда-допуска)

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Приложение 3

ЖУРНАЛ РЕГИСТРАЦИИ НАРЯДОВ-ДОПУСКОВ
на производство газоопасных работ

_____

(наименование организации, службы, цеха)

Начат «____»_____200__г.

Окончен «____»_____200___г.

Срок хранения 5 лет

Номер наряда-допуска	Дата и время выдачи наряда-допуска	Ф.И.О., должность, роспись выдавшего наряд-допуск	Ф.И.О., должность, роспись получившего наряд-допуск	Адрес места проведения работ	Характер работ	Дата и время возвращения наряда-допуска, отметка о выполнении работ лицом, принявшим наряд допуск
1	2	3	4	5	6	7

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

Ф.И.О., должность, подпись

Приложение 4

Минимальные расстояния от объектов, расположенных на территории электростанции, до газопроводов систем газоснабжения ГТУ и ПГУ

Объект	Минимальное расстояние (м) от объекта электростанции до газопровода, проложенного	
	надземно	подземно
1. Административные и бытовые здания	15	10
2. Внутренние автомобильные дороги	1,5	2
3. Внутренние подземные дороги	5	10
4. Воздушные линии электропередачи	Согласно ПУЭ	
5. Газгольдеры горючих газов и резервуары ГЖ, ЛВЖ, СУГ	15	—
6. Инженерные коммуникации (подземные):		
водопровод, бесканальная тепловая	3	2
тепловые каналы, в том числе тепловые сети	1,5	4
канализация	1,5	5
Силовые кабели	Согласно ПУЭ	
7. Колодцы инженерных коммуникаций	Вне габаритов опор, эстакады	10
8. Открытые трансформаторные подстанции и распределительные устройства	Согласно ПУЭ	
9. Производственные здания независимо от их категории взрывопожароопасности и степени огнестойкости	10	10

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Приложение 5

Перечень специализированных блоков комплексной поставки для систем газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭС

Блок отработки газа	Способ размещения	Взрывопожарная характеристика места размещения		Примечание
		Категория помещения	Класс зоны	
1. Блок компримирования: компрессор привод компрессора	Закрытый Закрытый	А Г	В-1а —	
2. Блок редуцирования	Закрытый	А	В-1а	
3. Блок очистки	Открытый	—	В-1г	
4. Блок осушки	Закрытый	А	В-1а	Осушка только газа для пневмоприводной арматуры предусматривается при необходимости. В северных зонах узел измерительных диафрагм и приборов размещается в помещении
5. Блок подогрева	Закрытый	А	В-1а	
6. Блок измерения расхода	Открытый	—	В-1г	

Приложение 6

Минимальные расстояния от объектов ТЭС до здания ППГ

Объект электростанции	Минимальное расстояние от объекта электростанции до здания (укрытия, контейнера) ППГ категории А, м
1. Производственные здания категории Г (установки ГТУ и ПГУ, котельная установка, ремонтно-механическая мастерская и др.), административно-бытовые здания	30
2. Производственные здания категории Д (операторская; воздушная компрессорная станция; насосная станция водоснабжения, в том числе противопожарного; помещение для хранения противопожарных средств и огнегасящих веществ и др.), пожарные резервуары (места забора воды)	10
3. Производственные здания категории В, открытые насосные станции:	
ЛВЖ	15
ГЖ	10
4. Резервуары складов общей вместимостью, м^3:	
ЛВЖ:	
Св. 1000 до 2000 вкл.	30
Св. 600 до 1000 вкл.	24
Св. 300 до 600 вкл.	18
Менее 300	12
ГЖ:	
Св. 5000 до 10000 вкл.	30
Св. 3000 до 5000 вкл.	24
Менее 3000	18

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Приложение 7

Рекомендуемые системы вентиляции для установок и помещений систем газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭС с давлением природного газа свыше 1,2 МПа

Наименование установки, помещение которой оборудуется системой вентиляции	Аварийная вентиляция	Назначение системы вентиляции			
		Общеобменная			
		Вытяжная		Приточная	
		Период года			
		холодный	теплый	холодный	теплый
1. Блок компримирования:					
помещение поршневых газомоторных компрессоров	А	Е	М и Е	М	М и Е
помещение центробежных компрессоров	А	Е	Е	М	Е
помещение газотурбинных двигателей	—	Е	Е	М	М и Е
помещение электродвигателей		Е	Е	М	М и Е
2. Блок редуцирования давления	—	Е	Е	Е	Е
3. Блок очистки	—	Е	Е	Е	Е
4. Блок осушки	—	Е	Е	Е	Е
5. Блок подогрева	—	Е	Е	Е	Е
6. Блок измерения расхода	—	Е	Е	Е	Е

Примечание: А — аварийная; Е — естественная; М — механическая.

Приложение 8

Наименьшее расстояние от газопроводов и сооружений ГТУ и ПГУ до провода высоковольтных линий (ВЛ)

Пересечение или сближение	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ					
	До 20	35–110	150	220	330	500
Расстояние по вертикали от провода ВЛ до газопровода	3	4	4,5	5	6	6,5
Расстояние по горизонтали от крайнего провода ВЛ до газопровода I категории при параллельной прокладке	Не менее высоты опоры					
Расстояние по горизонтали от крайнего провода ВЛ до газопровода I-а категории при параллельной прокладке	Не менее удвоенной высоты опоры					
Расстояние по горизонтали от крайнего провода ВЛ до продувочного газопровода (свечей)	Не менее 300 м					

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

ПО ВОПРОСАМ ПРИМЕНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ ПРАВИЛ БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ (ПБ 12-529–03)*

В Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления включены новые требования с учетом технического развития в области промышленной безопасности систем газораспределения и газопотребления, и в то же время отдельные объекты, находящиеся в эксплуатации, не соответствуют этим требованиям. Основываясь на правоприменительной практике, Отдел газового надзора разъясняет, что предприятия должны разработать мероприятия по приведению опасных производственных объектов газоснабжения в соответствие с требованиями Правил и согласовать с территориальными органами Госгортехнадзора России. В случае если проведение этих мероприятий на эксплуатирующихся объектах связано со значительными капиталовложениями и большими объемами работ, эти вопросы должны учитываться при их реконструкции и модернизации.

* В соответствии с рекомендациями семинара-совещания с руководителями и специалистами газового надзора территориальных органов Госгортехнадзора России «Совершенствование надзорной деятельности в области газового надзора» (г. Владимир) отдел газового надзора обобщил упомянутые замечания и предложения и подготовил разъяснения «По вопросам применения требований Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления (ПБ 12-529–03)», которые были рассмотрены и одобрены секцией НТС безопасности систем газоснабжения (протокол от 16.02.04 № 1-04).

Требования пунктов 1.2.1, 3.3.43, 5.9.4, относящиеся к подготовке персонала, эксплуатации, осмотру, обследованию (проверке технического состояния) и ремонту вентиляционных и дымоотводящих систем на опасных производственных объектах, более детально изложены в общих для всех видов надзора Правилах безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных труб (ПБ 03-445–02), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 03.12.01 № 56, зарегистрированным Минюстом России 05.06.02 г., регистрационный № 3500.

Пунктом 1.2.1 не предусматривается аттестация (проверка знаний) работников, занимающихся обслуживанием и ремонтом внутридомовых газопроводов и газоиспользующего оборудования, с участием представителя территориального органа Госгортехнадзора России в связи с нераспространением Правил на данные системы газопотребления.

Пунктом 1.2.5 предусматривается допуск к выполнению газоопасных работ рабочих, обученных технологии проведения этих работ, правилам пользования средствами индивидуальной защиты, способам оказания первой (доврачебной) помощи и прошедших проверку знаний по безопасным методам и приемам выполнения работ в объеме требований инструкций, отнесенных к их трудовым обязанностям, разработанных в соответствии с настоящими Правилами с оформлением протокола о допуске к выполнению газоопасных работ.

К пункту 1.2.6. Аккредитация учебных заведений, осуществляющих подготовку руководителей, специалистов и рабочих для опасных производственных объектов систем газораспределения и газопотребления, в настоящее время является добровольной.

К пункту 2.1.8. В настоящее время перечень технических устройств, требующих разрешения Госгортехнадзора России на применение в системах газораспределения и газопотребления, приведен в Инструкции о порядке выдачи Госгортехнадзором России разрешений на выпуск и применение оборудования для газового

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

хозяйства Российской Федерации (РД 12-88–95)*, утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 14.02.95 № 8, зарегистрированным Минюстом России 15.06.95 г., регистрационный № 872, с изменениями [РДИ 12-450(88)–02], утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 09.09.02 № 55, зарегистрированным Минюстом России 19.09.02 г., регистрационный № 3815.

Пунктом 2.1.15 предусмотрено проведение технического диагностирования газового оборудования (технических устройств) по истечении расчетного ресурса его работы, установленного изготовителем. В Правилах безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы (ПБ 12-609–03), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 27.05.03 № 40, зарегистрированным Минюстом России 19.06.03 г., регистрационный № 4777, пунктом 5.3.7 предельный срок работы оборудования до диагностирования установлен не более 20 лет, а для зданий и сооружений (пункт 5.14.36) 50 лет, они могут быть рекомендованы для газового и газоиспользующего оборудования, работающего на природном газе, зданий и сооружений.

В настоящее время корректируется Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов (РД 12-411–01), утвержденная постановлением Госгортехнадзора России от 09.07.01 № 28 (не нуждается в государственной регистрации, письмо Минюста России от 19.07.01 № 07/7289-ЮД).

Пунктом 2.4.1 предусмотрена герметичность затвора класса А только для быстродействующих запорных клапанов (ПЗК), устанавливаемых перед горелкой. Пункт 2.4.6 устанавливает класс герметичности затвора других предохранительных устройств и арматуры, но не ниже класса В.

Пунктом 2.4.2 предусмотрена установка автоматического быстродействующего клапана типа «нормально открыто» на трубопроводах

* Действует также Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по выдаче разрешений на применение конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах, утвержденный приказом Ростехнадзора от 29.02.08 № 112, зарегистрированным Минюстом России 19.03.08 г., регистрационный № 11363. (*Примеч. изд.*)

безопасности. Время открытия до 1 секунды при срабатывании предохранительного запорного клапана (ПЗК) перед горелкой.

Пунктом 2.4.15 не устанавливается необходимость применения запорной арматуры вне помещения только с электроприводом. Целесообразность установки запорной арматуры с электроприводом определяется проектной документацией.

Пунктом 2.4.21 устанавливается требование к величине погрешности в процентах от заданного давления срабатывания предохранительных запорных клапанов. Требованием пункта 5.6.3 определяется верхний предел срабатывания.

Пункт 2.7.3 распространяется на помещения для установки оборудования для отопления и горячего водоснабжения тепловой мощностью от 100 кВт до 360 кВт, дополнительные требования к ним определяются проектной организацией, исходя из условия обеспечения промышленной безопасности.

Пунктом 2.7.6 допускается применение для отопления производственных помещений горелок инфракрасного (светлого, темного) излучения, решение принимается проектной организацией в соответствии с требованиями нормативных документов и паспортными данными.

Пунктом 2.7.7 не регламентируется конструкция и размещение скрытой прокладки газопроводов, она определяется проектной организацией.

Пункт 3.1.3 требует согласования изменений, вносимых в проектную документацию, с территориальным органом Госгортехнадзора России, утвердившим экспертизу проекта, что не противоречит требованию статьи 8 пункта 2 Федерального закона от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»*.

Требование пункта 3.1.23 не исключает нанесения клейма сварщика на стыках надземных газопроводов, а наиболее подробно регламентирует вопрос его нанесения на стыки подземных газопроводов.

* См. примечание издателя к п. 2.1.2 ПБ 12-529–03 в настоящем издании. (*Примеч. изд.*)

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

В пункте 3.1.26 и далее по тексту в Правилах указывается условный проход газопроводов — номинальный внутренний диаметр, округленный до ближайших величин из ряда: 50, 100, 150, 200 мм и далее.

Пунктом 3.2.2 устанавливаются отдельные требования к сварке газопроводов, не исключающие выполнения требований, изложеных в общих для всех видов надзора нормативных документах: Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов (РД 03-614–03), утвержден постановлением Госгортехнадзора России от 19.06.03 № 102 (не нуждается в государственной регистрации, письмо Минюста России от 23.06.03 № 07/6390-ЮД); Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов (РД 03-613–03), утвержден постановлением Госгортехнадзора России от 19.06.03 № 101, зарегистрированным Минюстом России 20.06.03 г., регистрационный № 4810; Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов (РД 03-615–03), утвержден постановлением Госгортехнадзора России от 19.06.03 № 103, зарегистрированным Минюстом России 20.06.03 г., регистрационный № 4811.

В пункте 3.3.33 требование определения утечки газа с помощью высокочувствительных приборов (газоискателей) не исключает традиционных методов.

Пунктом 3.3.40 не предусматривается требование об обязательном участии представителя территориального органа в приемке газопроводов низкого давления. Решение об участии в приемке газопроводов принимает руководитель территориального органа Госгортехнадзора России с учетом особенностей объекта.

Пунктом 5.2.3 устанавливается требование к лицу, ответственному за безопасную эксплуатацию опасного производственного объекта газопотребления, по осуществлению технического надзора

при реконструкции и перевооружении газового хозяйства объекта, но только при наличии соответствующей аттестации (проверке знаний в области технического надзора).

Пунктом 5.4.2 устанавливаются требования по текущему ремонту запорной арматуры. Сроки капитального ремонта газопроводов и арматуры определяет газораспределительная или газопотребляющая организация из условий эксплуатации.

Пунктом 5.4.6 устанавливаются требования безопасности при замене прокладок фланцевых соединений на газопроводах, дополнительные требования изложены в пунктах 10.46, 10.47 настоящих Правил.

Пунктом 5.6.3 устанавливаются требования к предохранительным клапанам, в то же время величина настройки предохранительных запорных клапанов (ПЗК) на нижний предел срабатывания зависит от потерь давления газа в подводящем газопроводе и от диапазона регулирования газогорелочного устройства, поэтому в настоящих Правилах не установлена.

Пунктом 5.8.1 устанавливается требование по аттестации лабораторий, однако в настоящее время порядок и процедуры аттестации организаций по эксплуатации средств электрохимической защиты только разрабатываются.

Разделом 5.9 устанавливаются более жесткие требования к автоматизации газовых горелок газопотребляющего оборудования предприятий и организаций с учетом состояния промышленной безопасности, анализа аварийности и травматизма на этих объектах, уровня организации эксплуатации объектов газопотребления по сравнению с теми же вопросами на тепловых электрических станциях.

В пункте 5.9.7 устанавливаются требования к отключающей арматуре на газопроводе перед горелкой, которая обязательно должна перед розжигом проверяться на герметичность затвора. В проектах или в инструкциях для персонала должны быть разработаны способы и обеспечены технические средства для ее проведения.

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Пунктом 5.9.18 предусматривается установка систем контроля воздуха по содержанию в нем окиси углерода и метана во всех газифицированных помещениях. Размещение и количество датчиков контроля воздуха, а также необходимость включения их в систему автоматики определяются проектной организацией, исходя из условий эксплуатации установленного в помещении газоиспользующего оборудования. Требования по установке систем контроля воздуха по содержанию в нем окиси углерода изложены в Инструкции по контролю за содержанием окиси углерода в помещениях котельных (РД 12-341–00), утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 01.02.00 № 1, с изменением [РДИ 12-452(341)–02], утвержденным постановлением Госгортехнадзора России от 09.09.02 № 56.

К разделу 8.4. Требования к испытанию смонтированных газопроводов до 10,0 МПа изложены в общих для всех и (или) нескольких видов надзора Правилах устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов (ПБ 03-585–03), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 № 80, зарегистрированным Минюстом России 19.06.03 г., регистрационный № 4738.

При разработке настоящих Правил были допущены неточности, которые подлежат следующим исправлениям:

В пункте 2.2.21. В четвертой строке заменить число «100 мм» на «10 мм».

В пункте 2.3.3. В четвертой строке после слова «покрытиями» пропущено слово «весьма».

В пункте 2.4.19. Во втором абзаце, в третьей строке, исключить слова «и регуляторов баллонных установок».

В пункте 2.5.5. В первом абзаце, в первой и второй строках, исключить слова «, в которых расположены газорегуляторные установки (ГРУ), а также», в словах «стоящие и пристроенные» изменить окончания.

В пункте 2.5.14. В пятой строке пропущено слово «колебание», в словах «выходное давление» изменить окончания.

В пункте 2.7.1. В первой строке слово «Газовое» заменить словом «Газоиспользующее».

В пункте 2.7.10. В третьей строке слово «газового» заменить словом «газоиспользующего».

В пункте 2.7.13. Во втором абзаце после слова «газопровода» пропущены слова «и после вводного газопровода», после слова «помещения» пропущены слова «при размещении ГРУ на расстоянии более 10 м от вводного газопровода», седьмой абзац исключить.

В пункте 2.7.17. В пятой строке в слове «производительность» изменить окончание, слово «давление» заменить словом «напора».

В пункте 3.1.5. Во втором абзаце исключить слова «и аккредитованной».

В пункте 3.1.6. Во втором абзаце, в третьей строке, после слова «порядке» поставить «точку», исключить предлог «на:», а также третий, четвертый и пятый абзацы.

В пункте 3.1.16. В четвертом абзаце, в начале второго предложения, исключить частицу «Не».

В пункте 3.1.21. В первом абзаце, во второй строке, заменить «0,3 МПа» на «0,6 МПа».

В пункте 3.3.9. В четвертой строке заменить «1,2 МПа» на «0,75 МПа».

В пункте 5.3.16. Во втором абзаце, в первой строке, слово «надземных» заменить на слова «наземных в обваловании».

В пункте 7.17. В третьем абзаце, во второй строке, исключить слова «прочность и».

В пункте 7.56. В первом абзаце, в шестой строке, слово «возведением» заменить словом «воздействием».

В пункте 8.1.17. В шестой строке цифру «III» заменить на «IV».

© Оформление. НТЦ «Промышленная безопасность», 2009

Официальное издание

По вопросам приобретения
нормативно-технической документации
обращаться по тел./факсам:
(495) 984-23-56, 984-23-57, 984-23-58, 984-23-59
E-mail: gost.e-ecolog.ru

Подписано в печать 19.01.2009. Формат 60×84 1/16.
Гарнитура Times. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Объем 13,0 печ. л.

Заказ № 18.

Тираж 3000 экз.

Научно-технический центр
по безопасности в промышленности
105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 21

Отпечатано в типографии ООО «БЭСТ-принт»
105023, Москва, ул. Электрозаводская, д. 21

gost.e-ecolog.ru