**1. ОБЩИЕПОЛОЖЕНИЯ**

**ОСНОВНЫЕТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ**

В целяхнастоящих Правил используются следующие термины и определения.

**Газораспределительнаясистема** - имущественныйпроизводственный комплекс, состоящий из организационно и экономическивзаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газанепосредственно его потребителям.

**Газораспределительнаясеть** - технологическийкомплекс газораспределительной системы, состоящий из наружных газопроводовпоселений (городских, сельских и других поселений), включая межпоселковые, отвыходного отключающего устройства газораспределительной станции (ГРС), илииного источника газа, до вводного газопровода к объекту газопотребления. Вгазораспределительную сеть входят сооружения на газопроводах, средстваэлектрохимической защиты, газорегуляторные пункты (ГРП, ГРПБ), шкафныерегуляторные пункты (ШРП), система автоматизированного управления технологическимпроцессом распределения газа (АСУ ТП РГ).

**Наружныйгазопровод** - подземный,наземный и надземный газопровод, проложенный вне зданий до отключающегоустройства перед вводным газопроводом или до футляра при вводе в здание вподземном исполнении.

**Распределительныйгазопровод** - газопроводгазораспределительной сети, обеспечивающий подачу газа от источникагазоснабжения до газопроводов-вводов к потребителям газа.

**Межпоселковыйгазопровод** - газопроводгазораспределительной сети, проложенный вне территории поселений.

**Газопровод-ввод** - газопровод от места присоединения краспределительному газопроводу до отключающего устройства перед вводнымгазопроводом или футляром при вводе в здание в подземном исполнении.

**Вводнойгазопровод** - участокгазопровода от установленного снаружи отключающего устройства на вводе вздание, при его установке снаружи, до внутреннего газопровода, включаягазопровод, проложенный в футляре через стену здания.

**Внеплощадочныйгазопровод** -распределительный газопровод, обеспечивающий подачу газа от источникагазоснабжения к промышленному потребителю, находящийся вне производственнойтерритории предприятия.

**Внутриплощадочныйгазопровод** - участокраспределительного газопровода (ввод), обеспечивающий подачу газа кпромышленному потребителю, находящийся внутри производственной территориипредприятия.

**Изделие(техническое устройство)** -единица промышленной продукции, на которую документация должна соответствоватьтребованиям государственных стандартов ЕСКД, ЕСТД и ЕСПД, устанавливающимкомплектность и правила оформления сопроводительной документации. Требованиястроительных норм и правил на конструкцию изделия и сопроводительнуюдокументацию не распространяются.

**Расчетноедавление** - максимальноеизбыточное давление в газопроводе, на которое производится расчет на прочностьпри обосновании основных размеров, обеспечивающих надежную эксплуатацию втечение расчетного ресурса.

**Расчетныйресурс эксплуатации** -суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или возобновления послеремонта до перехода в предельное состояние.

**Расчетныйсрок службы** - календарнаяпродолжительность от начала эксплуатации или возобновления после ремонта доперехода в предельное состояние.

**Соединительныедетали (фитинги)** - элементыгазопровода, предназначенные для изменения его направления, присоединения,ответвлений, соединения участков.

**Диагностика** - область знаний, охватывающая теорию, методыи средства определения технического состояния объектов (газопроводов исооружений).

**Техническоеобслуживание** - комплексопераций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия(технического устройства) при использовании по назначению, ожидании, хранении итранспортировании.

**Ремонт** - комплекс операций по восстановлениюисправности или работоспособности изделий (газопроводов и сооружений) ивосстановлению ресурсов изделий или их составных частей.

**Газорегуляторныйпункт (ГРП), установка (ГРУ)**- технологическое устройство, предназначенное для снижения давления газа иподдержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях.

**Шкафнойгазорегуляторный пункт (ШРП)**- технологическое устройство в шкафном исполнении, предназначенное для снижениядавления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительныхсетях.

**Газорегуляторныйпункт блочный** - технологическоеустройство полной заводской готовности в транспортабельном блочном исполнении,предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданныхуровнях в газораспределительных сетях.

**Газоопасныеработы** - работы, выполняемыев загазованной среде, или при которых возможен выход газа.

**Огневыеработы** - работы, связанные сприменением открытого огня.

**Опаснаяконцентрация газа** -концентрация (объемная доля газа) в воздухе, превышающая 20% от нижнегоконтрационного предела распространения пламени.

**Неразрушающийконтроль** - определениехарактеристик материалов без разрушения изделий или изъятия образцов.

**Аттестациятехнологии сварки (пайки)** -процедура определения показателей и характеристик сварных (паяных) соединенийтруб и соединительных деталей, проводимая с целью подтверждения технических иорганизационных возможностей организации выполнять по аттестуемой технологиисварные (паяные) соединения, отвечающие требованиям нормативно-техническойдокументации.

**Областьраспространения аттестации технологии сварки** - пределы признания основных величин и параметров испытаний технологии.

**Системыгазопотребления** -имущественный производственный и технологический комплекс, состоящий изорганизационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных длятранспортировки и использования газа в качестве топлива в газоиспользующемоборудовании.

**Сетьгазопотребления** -производственный и технологический комплекс системы газопотребления, включающийв себя сеть внутренних газопроводов, газовое оборудование, систему автоматикибезопасности и регулирования процесса сгорания газа, газоиспользующееоборудование, здания и сооружения, размещенные на одной производственнойтерритории (площадке).

**Газифицированнаяпроизводственная котельная** -помещения, где размещены один и более котлов при суммарной тепловой мощностиустановленного оборудования 360 кВт и более.

**Газифицированноепроизводственное помещение, цех**- производственное помещение, где размещено газовое и газопотребляющееоборудование, предназначенное для использования природного газа в качестветоплива с целью применения указанного оборудования в технологическом(производственном) процессе.

**Газоиспользующееоборудование (установка)** -оборудование, где в технологическом процессе используется газ в качестветоплива. В качестве газоиспользующего оборудования могут использоваться котлы,турбины, печи, газопоршневые двигатели, технологические линии и другоеоборудование.

**Заключениеэкспертизы промышленной безопасности** - документ, содержащий обоснованные выводы о соответствии илинесоответствии объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности.

**Охраннаязона газораспределительной сети**- территория с особыми условиями использования, устанавливаемая вдоль трассгазопроводов и вокруг других объектов газораспределительной сети в целяхобеспечения нормальных условий ее эксплуатации и исключения возможности ееповреждения.

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

**Противоаварийнаязащита** - устройствоаварийного отключения газа.

**Блокировка** - устройство, обеспечивающее невозможностьпуска газа или включение агрегата при нарушении персоналом требованийбезопасности.

**Сигнализация** - устройство, обеспечивающее подачу звуковогоили светового сигнала при достижении предупредительного значенияконтролируемого параметра.

**Режимрезерва** - состояниегазоиспользующей установки, при котором газ не сжигается и избыточное давлениев газопроводах отсутствует. Запорная арматура на отводе газопровода к установкедолжна быть в положении "закрыто".

**Режимконсервации, режим ремонта** -режим, при котором газопроводы установки освобождены от газа и отключены сустановкой заглушки.

**Газовыекотлы** - котлы,предназначенные для сжигания углеводородных газов.

**Предохранительныйзапорный клапан (ПЗК)** -устройство, обеспечивающее прекращение подачи газа, у которого скоростьприведения рабочего органа в закрытое положение составляет не более 1 сек.

**Предохранительныйсбросной клапан (ПСК)** -устройство, обеспечивающее защиту газового оборудования от недопустимогоповышения давления газа в сети.

**"Теплыйящик"** - замкнутоепространство, примыкающее к котлу, в котором расположены вспомогательныеэлементы (коллекторы, камеры, входные и выходные участки экранов и др.).

**Газотурбиннаяустановка** - конструктивнообъединенная совокупность газовой турбины, газовоздушного тракта, системыуправления и вспомогательных устройств. В зависимости от вида газотурбиннойустановки в нее могут входить компрессоры, газовая турбина, пусковоеустройство, генератор, теплообменный аппарат или котел-утилизатор для подогревасетевой воды для промышленного снабжения.

**Котел-утилизатор** - паровой или водогрейный котел без топки илис топкой для дожигания газов, в котором в качестве источника тепла используютгорячие газы технологических производств или другие технологические продуктовыепотоки.

**Газоваятурбина** - устройство длявыработки электроэнергии, использующее в качестве рабочего тела продуктысгорания органического топлива.

**Парогазоваяустановка** - устройство,включающее радиационные и конвективные поверхности нагрева, генерирующие иперегревающие пар для работы паровой турбины за счет сжигания органическоготоплива и утилизации теплоты продуктов сгорания, используемых в газовой турбинев качестве рабочего тела, в которую могут входить: газовая(ые) турбина(ы),генератор(ы), котел-утилизатор с дожиганием или без дожигания, энергетическийкотел, паровая турбина(ы) типов Р, К, Т.

**Газовоздушныйтракт** - системавоздухопроводов и дымо(газо)проводов, включая внутритопочное пространствогазоиспользующей установки.

**Сварочныеаппараты для сварки полиэтиленовых труб и деталей**:

с ручнымуправлением, на которых сварка производится вручную при визуальном или частичноавтоматическом контроле за ее режимом, с регистрацией результатов контроля вжурнале производства работ и (или) с распечаткой соответствующего программепротокола;

со среднейстепенью автоматизации, на которых сварка производится с использованиемкомпьютерной программы параметров сварки и полный контроль за режимом сварки сраспечаткой результатов контроля в виде протокола;

с высокойстепенью автоматизации, на которых сварка производится с использованиемкомпьютерной программы, имеющей параметры сварки и контроля за технологиейпроцесса сварки, (в том числе автоматическое удаление нагревательногоэлемента), а также полную распечатку протокола с регистрацией результатовсварки 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 оФедеральном горном и промышленном надзоре России, утвержденномпостановлением Правительства Российской Федерации от 03.12.2001 N 841, иучитывают требования Федерального закона "О промышленной безопасностиопасных производственных объектов" от 21.07.97 N 116-ФЗ, а такжедругих действующих нормативных правовых актов и нормативно-техническихдокументов.

1.1.2.Деятельность по проектированию, строительству, расширению, реконструкции,техническому перевооружению, консервации и ликвидации, а также изготовлению,монтажу, наладке, обслуживанию и ремонту, применяемых в системахгазораспределения 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 N 61-А,зарегистрированными Минюстом России 28.11.2002 рег. N 3968.

1.1.3.Настоящие Правила устанавливают специальные требования промышленнойбезопасности к проектированию, строительству, монтажу, реконструкции иэксплуатации систем газораспределения и газопотребления природными газами,используемыми в качестве топлива, а также к применяемому в этих системахоборудованию (техническим устройствам).

1.1.4. Правилараспространяются на:

наружныегазопроводы поселений, включая межпоселковые;

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

наружные ивнутренние газопроводы и газовое оборудование (технические устройства) тепловыхэлектрических станций (ТЭС), в том числе внутриплощадочные газопроводы сдавлением газа свыше 1,2 МПа к газотурбинным и парогазовым установкам, пунктыподготовки газа, включая блоки редуцирования и компремирования, очистки,осушки, подогрева и дожимающие компрессорные станции;

наружные ивнутренние газопроводы и газовое оборудование (технические устройства) районныхтепловых станций (РТС), производственных, отопительно-производственных иотопительных котельных, в том числе отдельностоящих, встроенных, пристроенных икрышных;

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

средствазащиты стальных газопроводов от электрохимической коррозии;

системы исредства автоматизированного управления технологическими процессамираспределения и потребления газа;

здания исооружения на газопроводах.

1.1.5. Правилане распространяются:

наавтомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС);

натехнологические (внутриплощадочные) газопроводы и газовое оборудованиеметаллургических производств;

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

натехнологические (внутриплощадочные) газопроводы и газовое оборудованиехимических, нефтехимических, нефтедобывающих и нефтеперерабатывающихпроизводств, использующих природный газ в качестве сырья;

натехнологические (внутриплощадочные) газопроводы и газовое оборудованиегазодобывающих производств;

объектыхранения, транспортирования и использования сжиженных углеводородных газов(пропан - бутан);

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

специальноегазовое и газоиспользующее оборудование военного назначения;

экспериментальныегазопроводы и опытные образцы газового оборудования;

установки,использующие энергию взрыва газо-воздушных смесей или предназначенные дляполучения защитных газов;

внутренниегазопроводы и газовое оборудование производственных, административных,общественных и бытовых зданий, где газ используется для пищеприготовления илилабораторных целей;

системыавтономного отопления и горячего водоснабжения административных, общественных ибытовых зданий с котлами и теплогенераторами, без выработки тепловой энергиидля производственных целей и (или) предоставления услуг при суммарной тепловоймощности установленного оборудования менее 100 кВт.

1.1.6.Деятельность по эксплуатации опасных производственных объектов системгазораспределения (эксплуатация газовых сетей) и газопотребления (эксплуатациявзрывоопасных объектов), а также экспертизе промышленной безопасности этихобъектов подлежит лицензированию, в соответствии с действующимзаконодательством Российской Федерации

1.1.7.Внедрение производственных процессов и технологий, образцов газовогооборудования (технических устройств) и средств автоматизации должныосуществляться по техническим условиям, разработанным и утвержденным вустановленном порядке заказчиком и согласованным с Госгортехнадзором России.

1.1.8. Всоответствии со статьей 12 Федерального закона "О промышленной безопасностиопасных производственных объектов" от 21.07.97 N 116-ФЗ по каждомуфакту возникновения аварии должно проводиться техническое расследование ихпричин.

Расследованиеаварий должно проводиться в соответствии с "Положением о порядкетехнического расследования причин аварий на опасных производственных объектах"РД 03-293-99, утвержденном постановлением Госгортехнадзора России от 08.06.99 N40 и зарегистрированным в Минюсте России 02.07.99 рег. N 1819.

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

Расследованиенесчастных случаев на объектах, подконтрольных органам Госгортехнадзора России,должно проводиться в соответствии со статьями 227-231 "Трудового кодексаРоссийской Федерации" с учетом постановления Министерства труда исоциального развития Российской Федерации от 24.10.2002 N 73 "Обутверждении форм документов, необходимых для расследования и учета несчастныхслучаев на производстве и Положения об особенностях расследования несчастныхслучаев на производстве в отдельных отраслях и организациях",зарегистрированного в Минюсте России 05.12.2002 рег. N 3999.

1.1.9.Организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты системраспределения и потребления газа, обязаны зарегистрировать их в государственномреестре в соответствии с "Правилами регистрации объектов в государственномреестре опасных производственных объектов", утвержденными постановлением ПравительстваРоссийской Федерации от 24.11.98 N 1371.

**1.2. ТРЕБОВАНИЯ К ДОЛЖНОСТНЫМ ЛИЦАМ И ОБСЛУЖИВАЮЩЕМУПЕРСОНАЛУ**

1.2.1.Руководители и специалисты, осуществляющие деятельность по проектированию,строительству, монтажу и эксплуатации опасных производственных объектов системгазораспределения и газопотребления, перечисленных в п. 1.1.3., ведениютехнического надзора за строительством, монтажом, наладкой и испытаниямиоборудования (технических устройств), изготовлению газового оборудования(технических устройств), экспертизе промышленной безопасности, подготовкекадров для опасных производственных объектов, должны пройти аттестацию(проверку знаний требований промышленной безопасности, настоящих Правил идругих нормативных правовых актов и нормативно-технических документов,отнесенных к компетенции аттестуемых) в объеме, соответствующем должностнымобязанностям и установленной компетенции.

Порядокпроведения аттестации должен соответствовать "Положению о порядкеподготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность вобласти промышленной безопасности опасных производственных объектов,подконтрольных Госгортехнадзору России", утвержденному постановлениемГосгортехнадзора России от 30.04.2002 N 21 и зарегистрированному в МинюстеРоссии 31.05.2002 рег. N 3489.

Рабочие должныпройти обучение и проверку знаний по безопасным методам и приемам выполненияработ в объеме требований инструкций, отнесенных к их трудовым обязанностям.

1.2.2.Сварщики перед допуском к сварке газопроводов и специалисты сварочногопроизводства, осуществляющие руководство и технический контроль за проведениемсварочных работ, должны быть аттестованы в соответствии с требованиями "Правил аттестациисварщиков и специалистов сварочного производства" ПБ 03-273-99,утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 30.10.98 N 63 изарегистрированных в Минюсте России 04.03.99 рег. N 1721.

Операторысварочных машин и специалисты сварочного производства по монтажу полиэтиленовыхгазопроводов должны быть аттестованы в порядке, установленном ГосгортехнадзоромРоссии.

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 долженосуществляться лабораториями, аттестованными в установленном порядке.

Специалистынеразрушающего контроля должны быть аттестованы в соответствии с требованиями"Правилаттестации специалистов неразрушающего контроля" ПБ 03-440-02,утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 23.01.2002 N 3 изарегистрированных в Минюсте России 17.04.2002 рег. N 3378.

Специалисты,осуществляющие контроль сварочных работ (сварных соединений) разрушающимиметодами и контроль за изоляционными работами на газопроводах должны бытьобучены и аттестованы в установленном по программам, согласованным стерриториальными органами Госгортехнадзора России.

1.2.4. Учебныепрограммы подготовки руководителей и специалистов, а также экзаменационныебилеты в соответствии с требованиями "Положения о порядке подготовки и аттестации работниковорганизаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасностиопасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России",утвержденным постановлением Госгортехнадзора России от 30.04.2002 N 21 изарегистрированным в Минюсте России 31.05.2002 рег. N 3489, подлежатсогласованию с органами Госгортехнадзора России.

1.2.5. Квыполнению газоопасных работ допускаются руководители, специалисты и рабочие,обученные технологии проведения газоопасных работ, правилам пользованиясредствами индивидуальной защиты (противогазами и спасательными поясами),способам оказания первой (доврачебной) помощи, аттестованные и прошедшиепроверку знаний в области промышленной безопасности в объеме настоящих Правил.

Проверкатеоретических знаний может проводиться одновременно с аттестацией и оформлениемобщего протокола, в котором указывается о наличии допуска к выполнениюгазоопасных работ.

Практическиенавыки должны отрабатываться на учебных полигонах с действующими газопроводамии газовым оборудованием или на рабочих местах с соблюдением мер безопасности,по программам, согласованным с территориальными органами ГосгортехнадзораРоссии.

Перед допускомк самостоятельному выполнению газоопасных работ (после проверки знаний) каждыйдолжен пройти стажировку под наблюдением опытного работника в течение первыхдесяти рабочих смен.

Стажировка идопуск к самостоятельному выполнению газоопасных работ оформляются решением поорганизации.

1.2.6.Предаттестационная подготовка может проводиться в аккредитованных организациях,занимающихся подготовкой руководителей и специалистов в области промышленнойбезопасности, а также в области деятельности, на которую распространяютсятребования настоящих Правил.

Руководители испециалисты со средним (по профилю работы) или высшим техническим образованиеммогут проходить первичную проверку знаний без дополнительного обучения.

Первичноеобучение рабочих безопасным методам и приемам труда, в том числе, допускаемых квыполнению газоопасных работ, должно проводиться в аккредитованных организациях(подразделениях организаций), занимающихся подготовкой кадров в областидеятельности, на которую распространяются требования настоящих Правил.

Организации(подразделения организаций), занимающихся подготовкой кадров в областипромышленной безопасности, а также в области деятельности, на которуюраспространяются требования настоящих Правил, должны располагать в необходимомколичестве штатными аттестованными специалистами (преподавателями), учебной иметодической базой.

1.2.7.Аттестация (проверка знаний в области промышленной безопасности, настоящихПравил и других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов,отнесенных к компетенции аттестуемых в соответствии с их должностнымиобязанностями и установленной компетенции) должна проводиться аттестационнойкомиссией организаций с участием представителя органов Госгортехнадзора России.

1.2.8. Членыаттестационных комиссий должны проходить аттестацию в центральных или территориальныхаттестационных комиссиях Госгортехнадзора России.

1.2.9.Аттестация проводится периодически в сроки:

уруководителей и специалистов 1 раз в 3 года;

у рабочих(проверка знаний безопасных методов труда и приемов выполнения работ) 1 раз в12 мес.

Проверкезнаний рабочих должна предшествовать их дополнительная теоретическая подготовкапо программам, разработанным с учетом профиля работ и утвержденным техническимруководителем организации.

Лица,ответственные за подготовку кадров, предварительно уведомляют территориальныеорганы Госгортехнадзора России о времени и месте проведения аттестации в целяхобеспечения участия в работе аттестационной комиссии представителятерриториальных органов Госгортехнадзора России. Такое уведомлениецелесообразно подавать не менее чем за 5 дней.

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

1.1.10.Первичная, очередная и внеочередная аттестация (проверка знаний требований промышленнойбезопасности, настоящих Правил и других нормативных правовых актов инормативно-технических документов) проводится в соответствии с "Положением о порядкеподготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность вобласти промышленной безопасности опасных производственных объектов,подконтрольных Госгортехнадзору России", утвержденным постановлениемГосгортехнадзора России от 30.04.2002 N 21 и зарегистрированным в МинюстеРоссии 31.05.2002 рег. N 3489.

1.1.11.Результаты экзаменов оформляются протоколом с указанием вида работ, которыеможет выполнять лицо, прошедшее аттестацию (проверку знаний), в том числе вкачестве членов аттестационных комиссий.

На основаниипротокола успешной первичной проверки знаний выдается удостоверение за подписьюпредседателя комиссии и представителя органов Госгортехнадзора России.

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

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

1.1.13.Рабочие при переводе на другую работу, отличающуюся по условиям и характерутребований инструкций, должны пройти обучение в объеме, соответствующем новомурабочему месту, и сдать экзамены.

1.1.14. Лицам,допустившим нарушения требований промышленной безопасности, настоящих Правил идругих нормативных правовых актов и нормативно-технических документов иинструкций по безопасному ведению работ, может быть назначена внеочереднаяпроверка знаний.

1.1.15.Контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, настоящих Правили других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов долженосуществляться в соответствии с Положением о производственном контроле,согласованным с территориальным органом Госгортехнадзора России, разработаннымс учетом профиля производственного объекта, на основании "Правил организации иосуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленнойбезопасности на опасном производственном объекте", утвержденномпостановлением Правительства Российской Федерации от 10.03.99 N 263.

1.1.16.Производственный контроль за проектированием и выполнениемстроительно-монтажных работ должен проводиться в соответствии с требованиямидействующих нормативных документов в области проектирования и строительства,согласованных с Госгортехнадзором России.

1.1.17.Ответственность за организацию и осуществление производственного контроля несутруководитель организации и лица, на которых решением руководителя организациивозложены такие обязанности.

1.1.18. Всоответствии со статьей 17 Федерального закона "О промышленной безопасностиопасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ лица,виновные в нарушении указанного Федерального закона, несут ответственность всоответствии с законодательством Российской Федерации.

**2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

**2.1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ИГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ**

2.1.1. Проектына строительство (реконструкцию) систем газораспределения и газопотребления, ихэлементов, включая защиту газопроводов от электрохимической коррозии ипроизводство работ, в праве выполнять организации, имеющие специалистов сопытом работы в этой области, и нормативно-техническую базу.

2.1.2.Проектная документация подлежит экспертизе промышленной безопасности вустановленном порядке.

2.1.3. Проектысистем газораспределения поселений и газопотребления производств должны бытьразработаны с учетом требований настоящих Правил, строительных норм и правил идругих нормативных документах, согласованных с Госгортехнадзором России.

2.1.4.Принятые проектные решения должны позволять обеспечить бесперебойное ибезопасное газоснабжение и возможность оперативного отключения потребителейгаза.

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

Проектнаясхема газораспределительной сети и конструкция газопровода должны обеспечиватьбезопасную и надежную эксплуатацию газопровода в пределах нормативного срокаэксплуатации, транспортировку газа с заданными параметрами по давлению ирасходу, а также не допускать образование конденсатных закупорок.

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

высокого давленияI-а категории свыше 1,2 МПа на территории тепловых электрических станций кгазотурбинным и парогазовым установкам;

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

высокогодавления II категории свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа включительно;

среднегодавления III категории свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа включительно;

низкогодавления IV категории до 0,005 МПа включительно.

2.1.7.Предусматриваемые в проектах материалы, изделия и газовое оборудование(технические устройства), в том числе импортные, должны быть сертифицированы насоответствие требованиям государственных стандартов (технических условий) инормативных документов, утвержденных в установленном порядке, и иметьразрешение Госгортехнадзора России на их применение в соответствии с требованиями"Положения опорядке выдачи разрешений на применение технических устройств на опасныхпроизводственных объектах", утвержденного постановлениемГосгортехнадзора России от 14.06.2002 N 25 и зарегистрированного в МинюстеРоссии 08.08.2002 рег. N 3673.

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

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

Проекты должнысодержать данные геолого-гидрологических изысканий.

2.1.10.Проектная документация систем газораспределения и газопотребления доутверждения должна быть согласована заказчиком с газораспределительнойорганизацией на соответствие ее выданным техническим условиям и подлежитповторному согласованию, если в течение 24 мес. не было начато строительство.

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

2.1.12.Технические условия должны включать сведения о точке подключения нагазораспределительной сети с указанием месторасположения ее в плане, давлениигаза в точке подключения, диаметре и материале труб, средствахэлектрохимической защиты (для стального газопровода), а также данные окоррозионной агрессивности грунтов и наличии источников блуждающих токов.

2.1.13.Проектная документация на строительство, реконструкцию и техническоеперевооружение объектов газоснабжения подлежит экспертизе промышленнойбезопасности.

2.1.14.Экспертизе промышленной безопасности подлежат проекты:

схемгазоснабжения республик, краев, областей, районов, городских и сельскихпоселений;

газораспределительныхгазопроводов, в том числе защиты газопроводов от электрохимической коррозии;

автоматизациитехнологических процессов распределения газа в поселениях;

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

2.1.15.Экспертизе промышленной безопасности подлежат здания, в которых размещеногазовое и газоиспользующее оборудование (здания котельных, ГРП, ГРПБ, цехов), атакже сооружения (газоходов и дымовых труб). Экспертиза проводится приэкспертизе проектной документации, при перепрофилировании здания, ранее непредназначавшегося для размещения в нем газоиспользующего оборудования, послевоздействия на здание нагрузок от аварии газоиспользующего оборудования, атакже после истечения срока службы.

2.1.16. Длявыполнения работ по экспертизе промышленной безопасности проектов газификации,техническому диагностированию должны привлекаться эксперты, аттестованные впорядке, утвержденном Госгортехнадзором России.

Экспертизапромышленной безопасности проектной документации осуществляется в установленномпорядке.

2.1.17. Всоответствии со статьей 13 Федерального закона "О промышленной безопасностиопасных производственных объектов" от 21.07.97 N 116-ФЗ заключениеэкспертизы промышленной безопасности рассматривается и утверждается органами ГосгортехнадзораРоссии.

**2.2. ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ**

2.2.1. Выборусловий прокладки газопровода и расстояния по горизонтали и вертикали отгазопровода до сопутствующих инженерных коммуникаций, а также зданий,сооружений, естественных и искусственных преград следует предусматривать сучетом строительных норм и правил, утвержденных федеральным органомисполнительной власти, специально уполномоченным в области строительства, атакже другими нормативно-техническими документами, утвержденными и (или) согласованнымиГосгортехнадзором России.

2.2.2. Впроектах следует предусматривать, как правило, подземную прокладкугазопроводов. Наземная и надземная прокладка газопроводов должна осуществлятьсяпри соответствующем обосновании.

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

Для стальныхгазопроводов в местах, где не предусмотрено движение транспорта исельскохозяйственных машин (межпоселковые газопроводы) - не менее 0,6 м.

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

Расстояниямежду трубопроводами принимаются из условия технологичности и удобствапроведения работ при строительстве и эксплуатации.

При прокладкегазопроводов по стенам зданий и сооружений расстояние (в свету) до ограждающихконструкций должно приниматься не менее половины диаметра газопровода.

Отвод землипод газопровод должен иметь ширину, равную поперечному габариту сооружений наподземном газопроводе и наибольшей длине траверсы (ригеля), включая консолиопор, эстакад, переходов.

2.2.4. Принадземной прокладке не допускается размещение арматуры, разъемных соединений впределах габаритов автомобильных и пешеходных мостов, а также наджелезнодорожными и автомобильными дорогами.

Устройствокомпенсаторов за счет углов поворота трассы газопроводов в пределах габаритовавтомобильных и железнодорожных дорог, допускается при обосновании ихбезопасности.

2.2.5. Расчетыконструкций газопроводов на прочность и устойчивость, а также гидравлическийрасчет газопроводов, должны производиться по соответствующим методическимдокументам, утвержденным в установленном порядке.

2.2.6. Расчетгазопроводов должен производиться на сочетание нагрузок, действующих нагазопровод, по времени действия, направлению, а также на нагрузки, вызванныегрунтовыми и природными условиями (пучение, просадки, сейсмические воздействия,подработка территорий и др.).

При расчетенагрузок, действующих на газопровод, следует учитывать собственную массу трубыи арматуры, предварительное напряженное состояние газопроводов, температурныеперепады, возможное воздействие дополнительных нагрузок при оползневых и паводковыхявлениях.

2.2.7. Длянадземных газопроводов при наличии вибрационных нагрузок или расположенных всейсмических районах следует предусматривать крепления, обеспечивающие ихперемещение и не допускающие сброса газопровода с опор.

2.2.8. Принадземной прокладке газопроводов следует предусматривать стандартные подвижныеи неподвижные опорные части или выполненные по типовым или отдельным проектам.

Пролет междуопорами следует определять с учетом деформаций опор, вызываемых природнымивоздействиями. При прогнозируемых деформациях грунта конструкция опоры, какправило, должна предусматривать возможность восстановления проектного положениягазопровода.

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

Шаг опоргазопровода следует определять с учетом нагрузок от газопроводов, воздействиягрунтов на опоры, а также природных воздействий. Высота прокладки должнаприниматься в соответствии со строительными нормами и правилами.

2.2.10.Участки надземного газопровода между неподвижными опорами следует рассчитыватьс учетом воздействий на них изменений температуры стенки трубы, давления. Длякомпенсации этих воздействий следует использовать самокомпенсацию газопроводовза счет углов поворотов трассы или компенсаторов заводского изготовления(линзовые, сильфонные).

2.2.11. Привыборе материалов труб, арматуры, соединительных деталей и изделий длягазопроводов и технических устройств для систем газопотребления следуетруководствоваться утвержденной номенклатурой, с учетом давления, расчетныхтемператур и других условий.

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

Толщину стеноктруб для подводных переходов следует принимать на 2 мм больше расчетной, но неменее 5 мм, на переходах через железные дороги общей сети - на 3 мм большерасчетной, но не менее 5 мм.

Стальные трубыдолжны содержать углерода не более 0,25%, серы - 0,056%, фосфора - 0,046%.

Величинаэквивалента углерода для углеродистых и низколегированных сталей не должнапревышать 0,46%.

2.2.13.Требования к материалу труб из полиэтилена, маркировке и к методам испытанийполиэтиленовых труб для газопроводов должны соответствовать государственнымстандартам.

Использованиевторичного полиэтилена для изготовления газовых труб не допускается.

2.2.14.Полиэтиленовые трубы, используемые при строительстве газопроводов, должны бытьизготовлены из полиэтилена с минимальной длительной прочностью (MRS) не менее8,0 МПа.

Пристроительстве полиэтиленовых газопроводов можно использовать трубы исоединительные детали, имеющие различное значение MRS.

2.2.15.Прокладка подземных газопроводов из полиэтиленовых труб допускается:

на территориипоселений давлением до 0,3 МПа;

вне территориипоселений (межпоселковые) давлением до 0,6 МПа.

Коэффициентзапаса прочности должен приниматься не менее 2,5.

2.2.16.Допускается предусматривать прокладку подземных газопроводов из полиэтиленовыхтруб давлением свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа на территории поселений содно-двухэтажной и коттеджной застройкой с коэффициентом запаса прочности неменее 2,8.

Для поселений,численностью до 200 жителей, допускается прокладка подземных газопроводов изполиэтиленовых труб давлением до 0,6 МПа с коэффициентом запаса прочности неменее 2,5.

2.2.17. Недопускается прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб:

при возможномснижении температуры стенки трубы в процессе эксплуатации ниже минус 15°С;

длятранспортировки газов, содержащих ароматические и хлорированные углеводороды, атакже жидкой фазы сжиженных углеводородных газов;

в районах ссейсмичностью свыше 7 баллов на территории поселений из труб с коэффициентомзапаса прочности ниже 2,8 мерной длины без 100% контроля ультразвуковым методомсварных стыковых соединений;

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

на переходахчерез искусственные и естественные преграды (через железные дороги общей сети иавтомобильные дороги I-III категории, под скоростными дорогами, магистральнымиулицами и дорогами общегородского значения, а также через водные преградышириной более 25 м при меженном горизонте и болота III типа с коэффициентомзапаса прочности ниже 2,8 и при значении отношения номинального наружногодиаметра трубы к номинальной толщине стенки трубы (SDR) более 11.

2.2.18. Напересечении подземных газопроводов с другими коммуникациями должны бытьпредусмотрены защитные меры, исключающие проникновение и движение газа вдолькоммуникаций.

2.2.19.Надземные газопроводы при пересечении высоковольтных линий электропередачи,должны иметь защитные устройства, предотвращающие падение на газопроводэлектропроводов в случае их обрыва.

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

2.2.20.Расстояния между газопроводом и электропроводами в местах пересечения и припараллельной прокладке должны приниматься в соответствии с правилами устройстваэлектроустановок.

2.2.21.Газопроводы при прокладке через стены должны выполняться в стальных футлярах.Внутренний диаметр футляра должен определяться, исходя из возможных деформацийзданий и сооружений, но быть не менее, чем на 10 мм больше диаметрагазопровода. Зазоры между газопроводом и футляром должны уплотняться эластичнымматериалом.

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

Конструкцияколодцев должна быть водостойкой по отношению грунтовых вод.

**2.3. ЗАЩИТА НАРУЖНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ОТЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ**

2.3.1. Втехническом задании на проектирование подземного стального газопровода долженбыть включен раздел по его защите от электрохимической коррозии.

2.3.2. Объем исодержание проектно-сметной документации по защите газопроводов отэлектрохимической коррозии определяются на стадии проектирования газопроводов.

2.3.3. Защитаот электрохимической коррозии подземных стальных газопроводов, стальных вставокна полиэтиленовых газопроводах, футляров, проложенных открытым способом, должнаосуществляться защитными изоляционными покрытиями весьма усиленного типа, а вгрунтах высокой коррозионной агрессивности или при опасном действии блуждающихтоков дополнительно средствами электрохимической защиты (ЭХЗ).

2.3.4. Длястальных вставок длиной не более 10 м на линейной части полиэтиленовыхгазопроводов и участков соединения полиэтиленовых газопроводов со стальнымивводами в здания (непосредственно перед зданием и при наличииэлектроизолирующих вставок на вводах) допускается ЭХЗ не предусматривать.

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

2.3.5.Разработка проекта защиты от электрохимической коррозии (ЭХЗ) должнапроизводиться на основании технического задания заказчика, согласованного сэксплуатирующей (газораспределительной) организацией.

2.3.6. Проектзащиты от электрохимической коррозии должен быть выполнен с учетом наиболеерациональных технико-экономических решений.

2.3.7.Проектная организация обязана установить авторский надзор за реализациейпроекта защиты в процессе строительства и по результатам надзора выполнятькорректировку проектных решений (при необходимости) до ввода газопровода вэксплуатацию.

2.3.8.Установка контрольно-измерительных пунктов на газопроводах в городских исельских поселениях должна предусматриваться с интервалом не более 200 м, внетерритории 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 температуренаружного воздуха в районе строительства.

Наружныегазопроводы, проложенные по фасадам зданий, могут окрашиваться под цветограждающих конструкций здания.

**2.4. ЗАПОРНАЯ, РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА,ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА**

2.4.1.Газопроводы для обеспечения безопасной эксплуатации оснащаются запорной ирегулирующей арматурой, предохранительными устройствами, средствами защиты,автоматизации, блокировок и измерения.

Передгорелками газоиспользующих установок должна предусматриваться установка автоматическихбыстродействующих запорных клапанов (ПЗК) с герметичностью затвора класса А всоответствии с государственным стандартом и временем закрытия до 1 сек.

Прекращениеподачи электроэнергии от внешнего источника должно вызывать закрытие клапанабез дополнительного подвода энергии от других внешних источников.

2.4.2. Натрубопроводах безопасности должна предусматриваться установка автоматическихбыстродействующих запорных клапанов типа "НО" с временем открытия до1 сек.

Прекращениеподачи электроэнергии от внешнего источника должно вызывать открытие клапанабез дополнительного подвода энергии от других внешних источников.

2.4.3.Количество и места размещения запорной и регулирующей арматуры,предохранительных устройств, средств защиты, автоматизации, блокировок иизмерения должны быть предусмотрены проектной организацией с учетом обеспечениябезопасной эксплуатации газоиспользующего оборудования в период его работы безвмешательства обслуживающего персонала, а также удобного обслуживания и ремонтагазопроводов и газового оборудования (технических устройств) в соответствии снастоящими Правилами.

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

Допускаетсяразмещать запорную арматуру в грунте, если это предусмотрено конструкциейизделия.

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

2.4.6.Конструкция запорной, регулирующей арматуры и предохранительных устройствдолжна обеспечивать герметичность затвора не менее класса В, стойкость ктранспортируемой среде, в течении 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 приусловии герметичности ее затвора не ниже арматуры, предназначенной для газовойсреды.

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

2.4.9. Вкачестве отключающих устройств на полиэтиленовых газопроводах используетсяполиэтиленовая или металлическая арматура.

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

наименованиеили товарный знак предприятия-изготовителя;

условныйпроход;

условное илирабочее давление и температура среды;

направлениепотока среды.

Арматурадолжна поставляться с инструкцией по эксплуатации

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

На арматурудиаметром до 100 мм допускается оформление паспорта на партию в количестве неболее 50 единиц.

2.4.12.Сильфонные (цельнометаллические) компенсаторы допускается предусматривать нагазопроводах для компенсации воздействий от изменений температурных и другихперемещений, а также для снижения вибрационных нагрузок на газопроводах, приусловии их равнопрочности.

2.4.13.Линзовые компенсаторы допускается предусматривать на газопроводах давлением до0,6 МПа включительно для компенсации продольных деформаций, вызванныхизменением температуры.

ПрименениеП-образных компенсаторов не нормируется, сальниковых компенсаторов недопускается.

2.4.14. Намаховиках арматуры должно быть обозначено направление вращения при открытии изакрытии арматуры.

Запорнаяарматура с приводом должна поставляться с инструкцией по эксплуатации.

2.4.15.Запорная арматура, устанавливаемая вне помещений, должна иметь электропривод висполнении, соответствующем интервалу температур наружного воздуха, указанномув технических паспортах на электроприводы, а также защищена от атмосферныхосадков.

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

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

Арматурумассой более 500 кг следует располагать на горизонтальных участкахгазопроводов, предусматривая для нее специальные опоры или подвески.

2.4.18. Дляудобства установки заглушек на стальных газопроводах в проекте должныпредусматриваться разъемные соединения для установки поворотной или листовойзаглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой.

Заглушкидолжны быть рассчитаны на максимальное допустимое давление в газопроводе ииметь хвостовик, выступающий за пределы фланцев с клеймением (давление,диаметр).

2.4.19.Конструкция регуляторов давления газа должна обеспечивать:

зонупропорциональности, не превышающую +-20% верхнего предела настройки выходногодавления для комбинированных регуляторов и регуляторов баллонных установок и+-10% для всех других регуляторов;

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

постояннуювремени (время переходного процесса регулирования при резких изменениях расходагаза или входного давления), не превышающую 60 с.

2.4.20.Относительная нерегулируемая протечка газа через закрытые клапаны двухседельныхрегуляторов допускается не более 0,1% номинального расхода; для односедельногоклапана герметичность затворов должна соответствовать классу А по государственномустандарту.

Допустимаянерегулируемая протечка газа при применении в качестве регулирующих устройствповоротных заслонок не должна превышать 1% пропускной способности.

2.4.21.Точность срабатывания предохранительных запорных клапанов (ПЗК) должнасоставлять +-5% заданных величин контролируемого давления для ПЗК,устанавливаемых в ГРП, и +-10% для ПЗК в шкафных ГРП, ГРУ и комбинированныхрегуляторах.

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

Давление, прикотором происходит полное закрытие клапана, устанавливается соответствующимстандартом или техническими условиями на изготовление клапанов.

Пружинные ПСКдолжны быть снабжены устройством для их принудительного открытия.

Нагазопроводах низкого давления допускается установка ПСК без приспособления дляпринудительного открытия.

2.4.23.Допустимое падение давление газа на фильтре устанавливается заводомизготовителем. Фильтры должны иметь штуцера для присоединения к нимдифманометров или других устройств, для определения перепада давления нафильтре.

**2.5. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И УСТАНОВКИ**

2.5.1. Дляснижения давления газа и поддержания его в заданных параметрах вгазораспределительных сетях следует предусматривать газорегуляторные пункты(ГРП), в том числе блочные (ГРПБ), шкафные регуляторные пункты (ШРП) игазорегуляторные установки (ГРУ).

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

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. ЗданияГРП должны относиться к I-II степени огнестойкости класса С0, бытьодноэтажными, бесподвальными с совмещенной кровлей.

Допускаетсяразмещение ГРП встроенными в одноэтажные газифицируемые производственныездания, котельные, пристроенными к газифицируемым производственным зданиям,бытовым зданиям производственного назначения, на покрытиях газифицируемыхпроизводственных зданий I-II степени огнестойкости класса С0, с негорючимутеплителем и на открытых огражденных площадках, а также в контейнерах ГРПБ.

ГРПБ следуетрасполагать отдельностоящими. Конструкция контейнеров ГРПБ, как правило, должнасостоять из трехслойных ограждающих конструкций (двух слоев металла иутеплителя из негорючих материалов).

Здания, ккоторым допускается пристраивать и встраивать ГРП, должны быть не ниже IIстепени огнестойкости класса С0 с помещениями категорий Г и Д. Строительныеконструкции зданий (в пределах примыкания) ГРП должны быть противопожарными Iтипа, газонепроницаемыми.

Здания ГРП иГРПБ должны иметь покрытие (совмещенную кровлю) легкой конструкции массой неболее 70 кг/м2 (при условии уборки снега в зимний период).

Применениепокрытий из конструкций массой более 70 кг/м2 допускается приустройстве оконных проемов, световых фонарей или легкосбрасываемых панелейобщей площадью не менее 500 см2 на 1 м3внутреннегообъема помещения.

2.5.5.Помещения, в которых расположены газорегуляторные установки (ГРУ), а такжеотдельно стоящие и пристроенные ГРП и ГРПБ должны отвечать требованиям дляпомещений категории А.

Материалполов, устройство окон и дверей помещений регуляторных залов должны исключатьобразование искр.

2.5.6. Стены иперегородки, отделяющие помещения категории А от других помещений, следуетпредусматривать противопожарными I типа, газонепроницаемыми, они должныопираться на фундамент. Швы стен и фундаментов всех помещений ГРП должны бытьперевязаны. 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 иГРПБ следует предусматривать противопожарными, открывающимися наружу.

2.5.8.Устройство дымовых и вентиляционных каналов в разделяющих стенах, (внутреннихперегородках), а также в стенах здания, к которым пристраивается (в пределахпримыкания) ГРП, не допускается.

2.5.9.Необходимость отопления помещения ГРП следует определять в зависимости отклиматических условий.

Максимальнаятемпература теплоносителя не должна превышать 130°С.

При устройствеавтономного отопления, отопительный аппарат следует размещать в изолированномпомещении, имеющем самостоятельный выход.

Трубы подводкигаза и системы отопления, а также другие коммуникации при проходе через стенурегуляторного зала ГРП (ГРПБ) должны иметь уплотнения, исключающие проникновениягаза.

Допускаетсяотапливать помещения ГРП электрическими приборами, размещаемыми непосредственнов этих помещениях при условии выполнения их во взрывобезопасном исполнении.

2.5.10. Впомещениях ГРП следует предусматривать естественное и (или) искусственноеосвещение и естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую неменее трехкратного воздухообмена в 1 час.

Для помещенийобъемом более 200 м3воздухообмен производится по расчету, но неменее однократного воздухообмена в 1 час.

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

Ширинаосновного 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 (принеобходимости), а также устройство обводного газопровода (байпаса) с установкойпоследовательно двух отключающих устройств и продувочного трубопровода междуними на случай ремонта оборудования.

Второе по ходугаза отключающее устройство должно обеспечивать его плавное регулирование.

Допускается непредусматривать установку ПЗК в ГРП промышленных предприятий, если по условиямпроизводства не допускаются перерывы в подаче газа, при условии расчетагазопровода из ГРП на прочность по входному давлению.

В этих случаяхдолжна быть предусмотрена сигнализация о повышении или понижении давления газасверх допустимых пределов.

Устройствобайпаса при подаче газа на установки, рассчитанные на работу только вавтоматическом 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 долженобеспечивать защиту газового оборудования и газоиспользующих установокпоселений и отдельных потребителей от превышения давления за регулятором вышенормативной величены.

Установку ПСКнеобходимо предусматривать за регулятором давления, а при наличии расходомера -после расходомера.

ПСК долженобеспечивать сброс газа в атмосферу, исходя из условий кратковременного повышениядавления, не влияющего на промышленную безопасность и нормальную работугазового оборудования потребителей.

Расчетпропускной способности ПСК должен производиться по нормам, утвержденным вустановленном порядке.

Перед ПСКследует предусматривать отключающее устройство, которое должно бытьопломбировано в открытом положении.

2.5.14. Выборрегулятора давления следует производить по максимальному расчетному расходугаза потребителями и требуемому перепаду давления. Пропускную способностьрегулятора давления следует принимать на 15-20% больше максимального расчетногорасхода газа, а выходное давление в пределах не более 10% от номинального.

2.5.15. В ГРПследует предусматривать продувочные и сбросные трубопроводы, которые выводятсянаружу в места, обеспечивающие безопасные условия для рассеивания газа, но неменее чем на 1 м выше карниза или парапета здания.

Для ШРПпропускной способностью до 400 м куб./час газа допускается предусматриватьвывод сбросного газопровода от ПСК за заднюю стенку шкафа и осуществлятьпродувку газопроводов до и после регулятора через предусмотренные штуцера сотключающими устройствами при помощи шлангов, выведенных в безопасное место.

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

2.5.17. Классточности манометров должен быть не ниже 1,5.

2.5.18. Передкаждым манометром должна быть предусмотрена установка трехходового крана илианалогичного устройства для проверки и отключения манометра.

2.5.19. В ГРПмогут быть установлены телефоны в технологических помещениях вовзрывозащищенном 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. Недопускается размещать ГРУ в помещениях категорий А и Б.

2.5.22. Привнутреннем объеме здания ГРП более 500 м3 следует предусматривать внутреннеепожаротушение.

2.5.23.Категория электроприемников ГРП (ГРПБ) должна отвечать требованиям правилустройства 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 всоответствии действующими нормативными документами.

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

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

**2.6. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА (АСУ ТП РГ)**

2.6.1.Газораспределительные сети городских поселений с населением свыше 100 тысяччеловек должны иметь автоматизированную систему управления технологическимпроцессом распределения газа. АСУ ТП РГ должна предусматриваться припроектировании, реконструкции и техническом перевооружениигазораспределительных сетей и должна обеспечивать:

мониторингрежима работы технологического оборудования;

безопасность иохрану производственных объектов;

анализ иоптимальное управление режимами распределения газа;

формированиеинформации для оперативного персонала аварийно-диспетчерских служб прилокализации аварийных ситуаций на участках газораспределительной сети;

учет газа;

защиту информацииот несанкционированного доступа;

возможностьнаращивания функциональных задач.

2.6.2. Дляразмещения технических средств АСУ ТП РГ допускается использовать наружныеаппаратные киоски, а также приспособленные помещения производственных зданий.Аппаратные помещения должны отвечать требованиям, предъявляемым к помещениямКИП в ГРП

2.6.3. Пунктыуправления 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. Газовоеоборудование зданий непроизводственного назначения следует предусматривать сотводом продуктов сгорания в атмосферу и с постоянно действующейприточно-вытяжной вентиляцией, с кратностью обмена воздуха, определяемойрасчетом, но не менее 3-х кратного воздухообмена в час в рабочее и однократногов нерабочее время.

2.7.2. Длятеплоснабжения таких зданий допускается предусматривать установку отопительногогазового оборудования тепловой мощностью до 360 кВт в встроенных илипристроенных помещениях.

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

высоту неменее 2,5 м;

естественнуювентиляцию, при этом размеры вытяжных и приточных устройств определяютсярасчетом;

оконные проемыс площадью остекления из расчета 0,03 м2 на 1 м3 объемапомещения и ограждающие от смежных помещений конструкции с пределомогнестойкости не менее REI 45.

2.7.4. Длясезонного отопления помещений допускается предусматривать оборудованиеконвективного и радиационного действия (камины, калориферы, термоблоки)заводского изготовления с отводом продуктов сгорания.

2.7.5.Установку отопительного газового оборудования суммарной тепловой мощностьюсвыше 360 кВт следует предусматривать в соответствии с требованиями,предъявляемым к котельным.

2.7.6. Дляотопления зданий и помещений разрешается применять горелки инфракрасногоизлучения в соответствии с нормативными требованиями и областью их применения.

2.7.7. Прокладкугазопроводов следует предусматривать, как правило, открытой. при скрытойпрокладке должен быть обеспечен доступ к газопроводу.

В местахпересечения строительных конструкций зданий газопроводы следует прокладывать вфутлярах.

При прокладкегазопроводов в полах монолитной конструкции на вводах и выпусках следуетпредусматривать футляры, выступающие над полом не менее чем на 30 мм.

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

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

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

2.7.11.Соединения труб должны быть неразъемными. Разъемные соединения разрешается предусматриватьв местах присоединения газового оборудования, газоиспользующих установок,арматуры и КИП, а также на газопроводах обвязки газового оборудования игазоиспользующих установок, если это предусмотрено документацией заводаизготовителя.

2.7.12. Уплотняющиематериалы разъемных соединений должны обеспечивать их герметичность во всехрежимах эксплуатации газопровода.

2.7.13.Установку отключающих устройств на газопроводах следует предусматривать:

на вводегазопровода внутри помещения;

передпромышленными газовыми счетчиками (если для отключения счетчика не возможноиспользовать отключающее устройство на вводе);

наответвлениях к газовому оборудованию, газоиспользующим установкам и КИП;

передпромышленными и запально-защитными горелками газоиспользующих установоксогласно государственных стандартов;

на продувочныхгазопроводах;

на вводегазопровода в котельную или производственное здание внутри помещения приразмещении ГРУ или газового счетчика на расстоянии более 10 м от места ввода.

Установкаотключающих устройств на газопроводах при их скрытой и транзитной прокладке недопускается.

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

2.7.15. Расстоянияв свету между газопроводом и сооружениями связи и проводного вещания следуетпринимать в соответствии с действующими правилами.

2.7.16.Расстояния в свету между газопроводом и сооружениями электроснабжения и при ихпересечении в соответствии с правилами устройства электроустановок.

2.7.17. Припереводе существующих теплогенерирующих установок с твердого или жидкоготоплива на газообразное в проекте производится расчет объемной плотноститеплового потока, определяется достаточность сечения дымоходов и вентиляции, атакже производительность и давление дымососов и дутьевых вентиляторов.

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

**3. СТРОИТЕЛЬСТВО**

**3.1. СТРОИТЕЛЬСТВО ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ,ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ**

3.1.1. Настадии строительства должны обеспечиваться соблюдение технологии производствастроительно-монтажных работ, выполнение технических решений, предусмотренныхпроектной документацией на строительство газопровода, а также использованиесоответствующих материалов и изделий.

3.1.2. Приобнаружении в процессе строительства газопровода несоответствия расположенияинженерных коммуникаций, принятых в проекте по данным топографических планов, атакже несоответствия фактических геолого-гидрологических данных на объектестроительства, данным инженерных изысканий, ведение работ по строительствугазопровода согласовывается с проектной организацией.

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

3.1.4.Строительство систем газораспределения и газопотребления должно выполняться поутвержденным проектам.

За качествомстроительства заказчиком организуется технический надзор.

3.1.5.Строительство наружных (в том числе межпоселковых) газопроводов вправеосуществлять организации, специализирующиеся в области строительства инженерныхсистем (коммуникаций) и трубопроводного транспорта, имеющие аттестованныхмонтажников, сварщиков, специалистов сварочного производства, соответствующуюпроизводственную базу и аттестованную лабораторию контроля качествасварочно-монтажных и изоляционных работ в порядке, установленном ГосгортехнадзоромРоссии.

Допускаетсяпривлечение лаборатории контроля качества сварочно-монтажных и изоляционныхработ, аттестованной и аккредитованной в порядке, установленномГосгортехнадзором России.

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

Заключенияэкспертизы промышленной безопасности рассматриваются и утверждаютсятерриториальным органом Госгортехнадзора России в установленном порядке на:

городскиенаружные и межпоселковые газопроводы;

схемы(системы) газораспределения поселений;

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

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

3.1.8. Оначале строительства строительно-монтажная организация уведомляеттерриториальный орган Госгортехнадзора России не менее чем за 10 дней.

Припредставлении плана объемов строительно-монтажных работ на квартал срокуведомления 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 такжезаписью в журнале производства работ.

Припроизводстве земляных работ следует обеспечить установленную проектом глубинутраншеи и подготовку основания под газопровод. Выполнение указанных работдолжно быть оформлено актом в установленном порядке.

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

Допускаетсяприсыпка газопровода местным консистентным грунтом мелких фракций,некоррозионноагрессивных к стали и биостойких по отношению к изоляции.

3.1.11. Вдольтрассы стальных подземных газопроводов должны предусматриваться опознавательныезнаки, предусмотренные "Правилами охраны газораспределительныхсетей", утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от20.11.2000 N 878.

Наопознавательных знаках должны предусматриваться привязки газопровода, глубинаего заложения и номер телефона аварийно-диспетчерской службы.

3.1.12. Вдольтрассы газопровода из полиэтиленовых труб следует предусматривать укладкусигнальной ленты желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью"Огнеопасно - газ" на расстоянии 0,2 м от верхней образующейгазопровода.

3.1.13. Научастках пересечений газопроводов (в т.ч. межпоселковых) с подземнымиинженерными коммуникациями сигнальная лента должна быть уложена вдольгазопровода дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обестороны от пересекаемого сооружения.

Длямежпоселкового полиэтиленового газопровода допускается вместо опознавательныхзнаков, совместно с сигнальной лентой прокладывать изолированный алюминиевыйили медный провод, с выводом под ковер для возможности подключения аппаратуры.

На границахучастков трассы при бестраншейной прокладке следует устанавливатьопознавательные знаки.

3.1.14.Расстояния от газопроводов до зданий и сооружений должны приниматься по нормами правилам, утвержденным федеральным органом исполнительной власти, специальноуполномоченным в области строительства и согласованным с ГосгортехнадзоромРоссии.

3.1.15.Охранные зоны газораспределительных сетей и земельные участки с ограниченнойхозяйственной деятельностью, входящие в охранные зоны, устанавливаются впорядке, предусмотренном "Правилами охраныгазораспределительных сетей", утвержденными постановлениемПравительства Российской Федерации от 20.11.2000 N 878.

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

Резьбовыесоединения допускается предусматривать на стальных наружных газопроводахнизкого и среднего давления в местах установки арматуры.

Наполиэтиленовых газопроводах применение резьбовых соединений (заглушка наседелке) допускается в случаях, если конструкция изделия обеспечивает безопасностьпри рабочем давлении и имеет разрешение Госгортехнадзора России на еепромышленное применение.

Резьбовые ифланцевые соединения должны размещаться в местах, открытых и доступных длямонтажа, визуального наблюдения, обслуживания и ремонта. Не допускаетсяприменение фланцевых соединений с гладкой уплотняющей поверхностью.

Соединениеполиэтиленовых газопроводов должно производиться сваркой нагретым инструментомвстык или с помощью соединительных деталей с закладными электронагревателями.

Соединениястального газопровода с полиэтиленовым, а также в случаях присоединения кметаллической арматуре следует предусматривать неразъемными"полиэтилен-сталь". Разъемные соединения "полиэтилен-сталь"допускается предусматривать в местах присоединения арматуры, имеющей фланцы илирезьбовое соединение.

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

3.1.18. Пристроительстве и монтаже газопроводов, изготовлении оборудования должныприменяться технология сварки и сварочное оборудование, обеспечивающие качествосварки.

3.1.19. Фланцыи крепежные детали, применяемые для присоединения арматуры, приборов иоборудования к газопроводам, а также материалы, применяемые в качествеуплотнительных 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 смаркой свариваемой стали и технологией сварки, а также с температурой наружноговоздуха, при которой осуществляется строительство газопровода.

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

Газовая сваркас применением пропан-бутана допускается только для газопроводов давлением до0,005 МПа диаметром не более 50 мм.

3.1.22. Другиевиды сварки (контактная сварка оплавлением, индукционная пайка и др.) могутприменяться для газопроводов с давлением до 0,005 МПа в соответствии стехнологией, согласованной с Госгортехнадзором России.

Качествосварного соединения должно обеспечивать его равнопрочность с основным металлом.

3.1.23. Насварочных стыках подземных газопроводов должна быть нанесена маркировка (клеймосварщика), выполнившего сварку. Способ маркировки должен обеспечить еесохранность в течение эксплуатации газопровода. При заварке стыка несколькимисварщиками, клейма проставляются на границах свариваемых участков.

На сварочныестыки полиэтиленовых газопроводов должны быть оформлены журналы производстваработ и (или, как правило, автоматически) протоколы, позволяющие установитьвремя и режим сварки, а также сварщика, выполнившего сварку.

3.1.24.Прихватки на стальном газопроводе должны выполняться материалами,предназначенными для сварки основного соединения.

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

3.1.26. Навнутренних газопроводах, а также в ГРП и ГРУ, при врезках ответвлений до 50 ммвключительно (в том числе импульсных линий) расстояние от швов ввариваемыхштуцеров 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. Приустановке газового оборудования кроме требований проекта следует выполнятьтребования заводских инструкций по монтажу.

**3.2. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ**

3.2.1.Организации, осуществляющие строительство, монтаж и ремонт газопроводов обязаныобеспечить контроль производства работ на всех стадиях руководителями испециалистами строительных и монтажных организаций и персоналом лабораторий вустановленном порядке.

3.2.2.Контроль включает проверку:

аттестацииперсонала;

наличияаттестации технологии сварки;

наличияаттестации сварочного и контрольного оборудования, аппаратуры, приборов иинструментов;

качестваматериалов (стальных и полиэтиленовых труб, изоляционных покрытий, сварочных, втом числе материалов для дефектоскопии);

основания подгазопровод;

организации иосуществления операционного контроля (визуального и измерительного) сварныхсоединений;

организации иосуществления контроля качества сварных соединений разрушающими инеразрушающими (радиографическим, ультразвуковым) методами, а также контролякачества изоляционных покрытий;

организацииконтроля исправления дефектов.

3.2.3. Входнойконтроль качества труб, деталей и узлов газопроводов, арматуры, изоляционных идругих материалов должен производиться специалистами аттестованной в установленномпорядке лаборатории.

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

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

Аппаратураультразвукового контроля должна применяться со считывающим устройством.

Контрольно-измерительноеоборудование должно проходить метрологическую поверку в установленном порядке.

3.2.6. Сварныесоединения подлежат визуальному и измерительному контролю с целью выявлениянаружных дефектов всех видов, а также отклонений по геометрическим размерам ивзаимному расположению элементов.

Допуски погеометрическим размерам, отклонениям по диаметру, овальности поперечногосечения элементов газопроводов, взаимному несовмещению свариваемых изделий недолжны превышать норм, предусмотренных нормативно-технической документацией.

Неразрушающийконтроль сварных соединений проводится при положительных результатахвизуального и измерительного контроля.

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

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

10% придавлении до 0,005 МПа включительно;

50% придавлении свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно;

100% придавлении свыше 0,3 МПа.

Стыковыесоединения подземных стальных газопроводов диаметром менее 50 мм контролюфизическим методом не подлежат.

3.2.9.Стыковые соединения подземных стальных газопроводов давлением свыше 0,005 МПадо 1,2 МПа, прокладываемых вне поселений за пределами границ их перспективнойзастройки подлежат контролю физическим методом в объеме 20% (но не менее одногостыка) от 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 контролюфизическим методом в объеме 25% (но не менее одного стыка) от общего числастыков, сваренных каждым сварщиком на объекте.

3.2.11. Всестыковые соединения (100%) стальных подземных газопроводов подлежат контролюфизическим методом, в следующих случаях:

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

припересечении с коммуникационными коллекторами, каналами, тоннелями (в пределахпересечений и по одному стыку в обе стороны от наружных стенок пересекаемыхсооружений);

в районах ссейсмичностью свыше 7 баллов, на карстовых и подрабатываемых территориях и вдругих особых условиях;

прокладываемыена расстоянии по горизонтали (в свету) менее 3 м от коммуникационныхколлекторов и каналов (в том числе каналов тепловой сети);

давлениемсвыше 0,3 МПа до 1,2 МПа, за исключением прокладываемых вне поселений запределами 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 МПа до 0,3 МПа включительно;

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

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

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

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

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

3.2.15. Всестыковые соединения (100%) стальных надземных газопроводов подлежат контролюфизическим методом на участках переходов через автомобильные дороги I-IIIкатегории, железные дороги, в пределах мостов и путепроводов, а также впределах переходов через естественные преграды.

3.2.16. Дляпроверки физическим методом контроля следует отбирать сварные стыки, допущенныепо результатам визуального контроля.

3.2.17. Нормыконтроля не распространяются на угловые соединения на газопроводах условнымдиаметром до 500 мм, стыки приварки фланцев и плоских заглушек.

3.2.18.Сварные стыки соединительных деталей стальных газопроводов, изготовленные вусловиях центральных заготовительных мастерских (ЦЗМ) всех давлений подлежат100% контролю радиографическим методом.

3.2.19.Стыковые соединения полиэтиленовых газопроводов, сваренные с помощью сварочнойтехники с ручным управлением, проверяются методом ультразвукового контроля вобъемах, предусмотренных для подземных стальных газопроводов.

3.2.20.Стыковые соединения подземных полиэтиленовых газопроводов, сваренные с помощьюсварочной техники со средней степенью автоматизации, проверяются методомультразвукового контроля, в объеме, от общего числа стыков, сваренных каждымсварщиком (но не менее одного стыка), в зависимости от давления газа вгазопроводе:

до 0,005 МПа вобъеме 6%;

свыше 0,005МПа до 0,3 МПа в объеме 25%;

свыше 0,3 МПадо 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 0,005МПа до 0,6 МПа, прокладываемые вне поселений за пределами границы ихперспективной застройки в объеме 10%;

во всехостальных случаях прокладки, предусмотренных для стальных газопроводов, вобъеме 50%.

3.2.21.Стыковые соединения полиэтиленовых газопроводов, сваренные с помощью сварочнойтехники с высокой степенью автоматизации, проверяются методом ультразвуковогоконтроля, в объеме, от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком (но неменее одного стыка), в зависимости от давления газа в газопроводе:

до 0,005 МПа вобъеме 3%;

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

свыше 0,3 МПадо 0,6 МПа в объеме 25%;

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

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

во всехостальных случаях прокладки, предусмотренных для стальных газопроводов, вобъеме 25%.

Сварные стыкиполиэтиленовых газопроводов, протянутых внутри стальных, подлежат 100%контролю.

3.2.22.Ультразвуковой метод контроля сварных стыков стальных газопроводов применяетсяпри условии проведения выборочной проверки не менее 10% стыков радиографическимметодом. При неудовлетворительных результатах контроля радиографическим методомхотя бы на одном стыке объем контроля следует увеличить до 50% от общегоколичества стыков. В случае повторного выявления дефектных стыков все стыки,сваренные сварщиком на объекте в течение календарного месяца и проверенныеультразвуковым методом, должны быть проверены радиографическим методом.

3.2.23. Принеудовлетворительных результатах контроля физическим (радиографическим,ультразвуковым) методом должна проводиться проверка удвоенного числа стыков научастках газопровода, не принятых в эксплуатацию.

Если приповторной проверке будут обнаружены недопустимые дефекты, то все однотипныесварные соединения, выполненные данным сварщиком на участках газопровода, непринятых в эксплуатацию, должны быть проверены физическим методом контроля.

3.2.24.Результаты проверки сварных соединений полиэтиленовых газопроводов методомультразвукового контроля и механическими испытаниями следует оформлятьраспечатками с приборов УЗК и протоколом.

3.2.25. Выборметода контроля (ультразвуковой дефектоскопии или радиографии) долженпроизводиться исходя из условий обеспечения выявления дефектов с учетомфизических свойств материала.

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

3.2.27.Контроль радиографических снимков сварных стальных соединений, сваренных каждымсварщиком, следует осуществлять на аппаратно-программном комплексеавтоматизированной расшифровки радиографических снимков в объеме 20%.

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

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

Испытания настатическое растяжение не являются обязательными для производственных сварныхсоединений при условии положительных результатов их контроля радиографическимили ультразвуковым методом.

Проверкамеханических свойств должна производиться на образцах, выполненных изконтрольных (допускных) сварных соединений или из производственных сварныхсоединений, вырезаемых из изделия.

Условия сваркиконтрольных сварных соединений должны быть идентичны контролируемымпроизводственным 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 газопроводыпромышленных производств, законченные строительством или реконструкцией, должныбыть испытаны на герметичность.

3.3.2.Испытания газопроводов после их монтажа должна проводить строительно-монтажнаяорганизация в присутствии представителей технадзора заказчика игазораспределительной организации. Результаты испытаний оформляются актом изаписью в строительном паспорте. Элементы газопроводов и газовая арматура, приих изготовлении на заводе-изготовителе, испытываются технической службойконтроля.

3.3.3. Еслиарматура, оборудование и приборы не рассчитаны на испытательное давление, тоустанавливаются катушки или заглушки.

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

Испытаниягазопроводов и газового оборудования ГРП должны производиться после их полногомонтажа, установки арматуры, средств автоматики и КИП.

Монтажарматуры, оборудования и приборов, не рассчитанных на испытательное давление,допускается производить после окончания испытаний. На период испытаний вместоних следует устанавливать катушки или заглушки.

3.3.5.Газопроводы-вводы при их раздельном строительстве с распределительнымгазопроводом 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, сдавлением до 0,005 МПа, испытываются давлением 0,6 МПа в течение 24 часов.

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

3.3.9.Подземные стальные газопроводы с давлением свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа сизоляционным покрытием, выполненным с битумной мастикой или полимерной липкойлентой, испытываются давлением 1,2 МПа, а с изоляционным покрытием, выполненнымс применением экструдированного полиэтилена или стеклоэмали, давлением 1,5 МПав течение 24 часов.

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

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

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

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

3.3.14.Температура наружного воздуха в период испытания полиэтиленовых газопроводовдолжна быть не ниже минус 15°С.

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

3.3.16.Стальные надземные и наземные без обвалования газопроводы с давлением свыше0,005 МПа до 0,3 МПа испытываются давлением 0,45 МПа в течение 1 часа

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

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

3.3.19.Газопроводы и оборудование ГРП с давлением до 0,005 МПа испытываются давлением0,3 МПА в течение 12 часов.

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

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

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

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

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

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

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

3.3.27.Газопроводы котельных и производственных зданий свыше 0,6 МПа до 1,2 МПаиспытываются 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 черезискусственные и естественные преграды, следует испытывать в три стадии:

после сваркиперехода до укладки на место;

после укладкии полной засыпки перехода;

вместе сосновным газопроводом

3.3.29.Допускается не производить испытания после укладки и полной засыпки перехода посогласованию с газораспределительной или эксплуатационной организациями.

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

при отсутствиисварных соединений в пределах перехода;

использованиипри укладки перехода метода наклонно-направленного бурения;

использованиив пределах перехода для сварки полиэтиленовых труб деталей с закладныминагревателями или сварочного оборудования с высокой степенью автоматизации.

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

3.3.32. Позавершению испытаний газопровода на герметичность, давление в газопроводеследует снизить до атмосферного, установить автоматику, арматуру, оборудование,контрольно-измерительные приборы и выдержать газопровод под рабочим давлением втечение 10 минут.

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

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

3.3.35. Послеустранения дефектов испытания газопровода на герметичность следует произвестиповторно.

3.3.36.Газопроводы после заполнения воздухом до начала испытаний следует выдерживатьпод испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравниваниятемпературы воздуха в подземных и наземных (в обваловании) газопроводах стемпературой грунта, в наземных (без обвалования) и надземных газопроводах - стемпературой окружающего воздуха.

Испытаниягазопроводов из полиэтиленовых труб следует производить не ранее, чем через 24часа после окончания сварки последнего стыка.

3.3.37. Подачавоздуха для производства испытаний газопровода должна предусматривать скоростьподъема давления от компрессора не более 0,3 МПа в час.

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

Монтажныестыки, выполненные сваркой встык на полиэтиленовых газопроводах -ультразвуковым методом контроля.

3.3.39. Вкомиссию по приемке в эксплуатацию объектов строительства, реконструкции иликапитального ремонта систем газоснабжения территориальные органыГосгортехнадзора России назначают своих представителей, в соответствии с п. 27"Положения оФедеральном горном и промышленном надзоре России", утвержденномпостановлением Правительства Российской Федерации от 03.12.2001 N 841.

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

3.3.41.Заказчик не менее чем за 5 дней уведомляет территориальные органыГосгортехнадзора 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 системугазораспределения (газопотребления) для определения соответствия ее требованиямнормативных технических документов, настоящих Правил и проекту, выявлениядефектов монтажа, а также проверки наличия актов на скрытые работы.

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

Комиссиипредоставляется право потребовать вскрытия любого участка подземногогазопровода для дополнительной проверки качества строительства, а такжепроведения повторных испытаний с представлением дополнительных заключений.

3.3.43. Кромеисполнительной документации на строительство, указанной в действующихнормативных технических документах приемочной комиссии должны быть представленыследующие материалы:

копия приказао назначении лица, ответственного за безопасную эксплуатацию газовогохозяйства;

положение огазовой службе или договор с организацией, имеющей опыт проведения работ потехническому обслуживанию и ремонту газопроводов и газового оборудования;

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

инструкции итехнологические схемы, предусмотренные настоящими Правилами;

акт проверкиэффективности электрохимической защиты (для подземных стальных газопроводов);

акт о проверкетехнического состояния промышленных дымоотводящих и вентиляционных систем;

акт приемкипод пусконаладочные работы газоиспользующего оборудования и график ихвыполнения (при приемке объекта в две стадии);

планлокализации и ликвидации аварийных ситуаций и взаимодействию служб различногоназначения, включая АДС газораспределительной организации.

3.3.44.Приемка в эксплуатацию незаконченных строительством объектов, в том числеподземных стальных газопроводов, не обеспеченных электрохимической защитой, недопускается.

3.3.45.Соответствие газопроводов требованиям настоящих Правил оформляется актомприемки газопровода в эксплуатацию.

3.3.46. Еслиобъект, 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 (техническихустройств), не принятых комиссией в установленном порядке, не допускается.

**4. ИДЕНТИФИКАЦИЯ И РЕГИСТРАЦИЯ СИСТЕМГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ**

4.1.Идентификация газораспределительной сети и систем (объектов) газопотребленияосуществляется с целью установления признаков и условий их отнесения к опаснымпроизводственным объектам для последующей регистрации в Государственном реестреопасных производственных объектов.

4.2. Системагазораспределения (сеть) и системы (объекты) газопотребления, использующиеприродный углеводородный газ в качестве топлива, идентифицируются по признакутранспортировки и использования опасного вещества, природного газа (метана),представляющего собой воспламеняющийся (горючий, взрывоопасный) газ.

4.3. К опаснымпроизводственным объектам относятся газораспределительная сеть поселений, сетьраспределительная межпоселковая, в том числе здания и сооружения, эксплуатациякоторых осуществляется одной газораспределительной организацией, а такжеобъекты газопотребления промышленных, сельскохозяйственных и другихпроизводств, ТЭЦ, РТС, а также котельные, эксплуатируемые одной организацией заисключением отмеченных в п. 1.1.4., использующие газ в виде топлива.

4.4.Идентификация опасных производственных объектов осуществляется в соответствии стребованиями "Положенияо регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектови ведении государственного реестра" РД-03-294-99, утвержденногопостановлением Госгортехнадзора России от 03.06.99 N 39 и зарегистрированного вМинюсте России 05.07.1999 рег. N 1822.

Оформлениеэкспертизы промышленной безопасности по идентификации опасных производственныхобъектов осуществляется в порядке, установленном Госгортехнадзором России.

4.5.Регистрация опасного производственного объекта газораспределительной сети втерриториальных органах Госгортехнадзора России осуществляется на основанииидентификации после окончания строительно-монтажных работ.

Приемкаотдельного объекта (участка сети) в эксплуатацию вносится в государственныйреестр опасных производственных объектов без переоформления свидетельства опервичной регистрации газораспределительной сети.

4.6.Регистрация опасного производственного объекта системы газопотребленияпромышленных производств, тепловых электрических станций, районных тепловыхстанций и котельных в территориальных органах Госгортехнадзора Россииосуществляется на основании их идентификации после окончаниястроительно-монтажных работ и приемки объекта в эксплуатацию.

Приемкаопасного производственного объекта после реконструкции, модернизации,перевооружения вносится в государственный реестр опасных производственныхобъектов без переоформления свидетельства о первичной регистрациивзрывоопасного объекта.

4.7. Длярегистрации систем газораспределения (сети) и систем (объектов) газопотребленияорганизация-владелец представляет:

акт приемки вэксплуатацию объектов газораспределительной сети и газопотребления;

лицензию направо эксплуатации газораспределительной сети и объектов газопотребления.

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

**5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ИГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ**

**5.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ**

5.1.1.Организация, эксплуатирующая опасные производственные объекты системгазораспределения и газопотребления, обязана соблюдать положения Федеральногозакона "О промышленной безопасностиопасных производственных объектов" от 21.07.97 N 116-ФЗ, другихфедеральных законов, иных нормативных правовых актов и нормативных техническихдокументов в области промышленной безопасности, а также:

выполнятькомплекс мероприятий, включая систему технического обслуживания и ремонта,обеспечивающих содержание опасных производственных объектов системгазораспределения и газопотребления в исправном и безопасном состоянии,соблюдать требования настоящих Правил;

иметь (принеобходимости) договора с организациями, выполняющими работы по техническомуобслуживанию и ремонту опасных производственных объектов, в которых должны бытьопределены объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту,регламентированы обязательства в обеспечении условий безопасной и надежнойэксплуатации опасных производственных объектов;

обеспечиватьпроведение технической диагностики газопроводов, сооружений и газовогооборудования (технических устройств) в сроки, установленные настоящимиПравилами.

5.1.2. Длялиц, занятых эксплуатацией объектов газового хозяйства, должны быть разработаныи утверждены руководителем организации:

должностныеинструкции, определяющие обязанности, права и ответственность руководителей испециалистов;

производственныеинструкции, соблюдение требований которых обеспечивает безопасное проведениеработ, с учетом профиля производственного объекта, конкретных требований кэксплуатации газового оборудования (технических устройств), технологическуюпоследовательность выполнения работ, методы и объемы проверки качества ихвыполнения.

Кпроизводственным инструкциям по техническому обслуживанию и ремонтуоборудования ГРП, ГРУ и котельных прилагаются технологические схемыгазопроводов и газового оборудования.

Технологическиесхемы пересматриваются и переутверждаются после реконструкции, техническогоперевооружения опасного производственного объекта.

5.1.3. Порядокорганизации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту газовогохозяйства определяются настоящими Правилами, а также нормативными техническимидокументами, учитывающими условия и требования эксплуатации, согласованнымиГосгортехнадзором России, инструкциями заводов-изготовителей.

5.1.4. Графики(планы) технического обслуживания и ремонта объектов газового хозяйстваутверждаются техническим руководителем организации-владельца и согласовываютсяс организацией-исполнителем при заключении договора на обслуживаниегазопроводов и газового оборудования.

5.1.5.Организация-владелец обязана в течение всего срока эксплуатации опасногопроизводственного объекта (до ликвидации) хранить проектную и исполнительскуюдокументацию.

Порядок иусловия ее хранения определяются приказом (распоряжением) руководителя организации.

5.1.6. Накаждый наружный газопровод, электрозащитную установку, ГРП (ТРУ) владельцемсоставляется эксплуатационный паспорт, содержащий основные техническиехарактеристики объекта, а также данные о проведенных капитальных ремонтах.

**5.2. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТАОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ**

5.2.1. Вкаждой организации из числа руководителей или специалистов, прошедшихаттестацию (проверку знаний требований промышленной безопасности, настоящих Правили других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов),назначаются лица, ответственные за безопасную эксплуатацию опасныхпроизводственных объектов систем газопотребления в целом и за каждый участок(объект) в отдельности.

5.2.2. Кобязанностям ответственного за безопасную эксплуатацию опасных производственныхобъектов газопотребления относятся:

участие врассмотрении проектов газоснабжения и в работе комиссий по приемкегазифицируемых объектов в эксплуатацию;

разработкаинструкций, плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций, плановвзаимодействий;

участие вкомиссиях по аттестации (проверке знаний) персонала в области промышленнойбезопасности;

проверкасоблюдения установленного Правилами порядка допуска специалистов и рабочих ксамостоятельной работе;

осуществлениепроизводственного контроля за соблюдением требований безаварийной и безопаснойэксплуатации опасного производственного объекта, выполнением планов ремонтагазопроводов и газового оборудования, проверкой правильности ведениятехнической документации при эксплуатации и ремонте;

недопущениеввода в эксплуатацию газоиспользующих установок, не отвечающих требованиямнастоящих Правил;

приостановкаработы неисправных газопроводов и газового оборудования, а также введенных вработу и не принятых в установленном порядке;

выдачаруководителям подразделений, начальнику газовой службы предписаний поустранению нарушений требований настоящих Правил и контроль за их выполнением;

контроль иоказание помощи ответственным лицам за эксплуатацию опасных производственныхобъектов газопотребления, разработку мероприятий и планов по замене имодернизации газового оборудования;

организация ипроведение тренировок со специалистами и рабочими по ликвидации возможныхаварийных ситуаций;

участие вобследованиях, проводимых органами Госгортехнадзора России.

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

осуществлятьсвязь с газоснабжающей (газораспределительной) организацией, а такжеорганизациями, выполняющими по договору работы по техническому обслуживанию иремонту;

требоватьотстранения от обслуживания газового оборудования и выполнения газоопасныхработ лиц, не прошедших проверку знаний или показавших неудовлетворительныезнания настоящих Правил и других нормативных правовых актов инормативно-технических документов, а также инструкций по безопасным методам иприемам выполнения работ;

осуществлятьтехнический надзор при реконструкции и техническом перевооружении опасныхпроизводственных объектов газопотребления.

**5.3. НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ И СООРУЖЕНИЯ**

5.3.1.Природные газы, подаваемые потребителям, должны соответствовать требованиямгосударственного стандарта, устанавливающего технические условия для горючегоприродного газа.

Интенсивностьзапаха газа (одоризация) должна обеспечиваться газотранспортной организацией вконечных точках газораспределительной сети (у потребителя) в пределах 3-4баллов.

Пунктыконтроля, периодичность отбора проб, а также интенсивность запаха газа (одоризация)должны определяться газораспределительными организациями в соответствии сгосударственным стандартом определения интенсивности запаха газа с записьюрезультатов проверки в журнале.

5.3.2.Величина давления и качество газа на выходе из газораспределительных станций(ГРС) должна поддерживаться на уровне номинальной, определенной проектом.

Контрольдавления газа в газопроводах поселений должен осуществляться измерением его нереже 1 раза в 12 мес. (в зимний период) в часы максимального потребления газа вточках, наиболее неблагополучных по режиму газоснабжения, устанавливаемыхгазораспределительной организацией.

Газораспределительныеорганизации должны обеспечивать нормативное давление газа у потребителя, принеобходимости, осуществляя телеметрический контроль давления газа после ГРС.

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

5.3.4.Установленные на газопроводах запорная арматура и компенсаторы должныподвергаться ежегодному техническому обслуживанию и при необходимости -ремонту.

Сведения отехническом 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, атакже текущим и капитальным ремонтам с периодичностью, установленной настоящимиправилами.

5.3.6. Приобходе надземных газопроводов должны выявляться утечки газа, перемещениягазопроводов за пределы опор, наличие вибрации, сплющивания, недопустимогопрогиба газопровода, просадки, изгиба и повреждения опор, состояние отключающихустройств и изолирующих фланцевых соединений, средств защиты от падения электропроводов,креплений и окраски газопроводов, сохранность устройств электрохимическойзащиты и габаритных знаков на переходах в местах проезда автотранспорта.

Обход долженпроизводиться не реже 1 раза в 3 мес.

Выявленныенеисправности должны своевременно устраняться.

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

Обход долженпроизводиться не реже 1 раза в 3 мес.

Выявленныенеисправности должны своевременно устраняться.

5.3.8. Приобходе подземных газопроводов должны выявляться утечки газа на трассегазопровода по внешним признакам и приборами (отбор и анализ проб) на присутствиегаза 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; уточнятьсясохранность настенных указателей, ориентиров сооружений и устройствэлектрохимической защиты; очищаться крышки газовых колодцев и коверов от снега,льда и загрязнений; выявляться пучения, просадки, оползни, обрушения и эрозиигрунта, размывы газопровода паводковыми или дождевыми водами; контролироватьсяусловия производства строительных работ, предусматривающие сохранностьгазопровода от повреждений.

5.3.9. Приобходе трасс газопровода следует обращать внимание на состояние берегововрагов, балок, ручьев, рек, располагаемых в районе прокладки трассы, и приобнаружении наличия эрозионных, оползневых и других явлений принимать меры,обеспечивающие сохранность газопровода.

При появленииопасности нарушения сохранности засыпки траншеи и оснований газопровода,обвалования, верха земляной подушки опор и (или) основания фундаментов подопоры следует обеспечить выполнение компенсирующих мероприятий, обеспечивающихих устойчивость (укрепление, отвод поверхностных вод, изменение течения воды вводных преградах и другие).

Принедостаточности этих мер следует принимать решение с проектной организацией подальнейшей эксплуатации газопровода или переносу (перекладке) газопровода.

5.3.10.Периодичность обхода трасс подземных газопроводов должна устанавливаться взависимости от их технического состояния, наличия и эффективностиэлектрозащитных установок, категории газопровода по давлению; пучинистости,просадочности и степени набухания грунтов, горных подработок, сейсмичностирайона, времени года и других факторов, но не реже периодичности, приведенной в[приложении 1](http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/11/11527/#i537784).

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

До началасамостоятельной работы обходчики должны быть ознакомлены с трассой газопроводана местности.

5.3.12. Приобнаружении загазованности сооружений на трассе газопровода или утечки газа повнешним признакам рабочие, проводящие обход, обязаны немедленно известитьаварийно-диспетчерскую службу и до приезда бригады принять меры попредупреждению окружающих (жильцов дома, прохожих) о загазованности инедопустимости открытого огня, пользования электроприборами и необходимостипроветривания помещений.

Дополнительнодолжна быть организована проверка приборами и проветривание загазованныхподвалов, цокольных и первых этажей зданий, колодцев и камер подземныхсооружений (коммуникаций) на расстоянии до 50 м по обе стороны от газопровода.

5.3.13.Результаты обхода газопроводов должны отражаться в журнале.

В случаевыявления неисправностей или самовольного ведения работ в охранной зонегазопровода обходчики наружных газопроводов должны составлять рапортруководству газораспределительной организации.

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

5.3.15.Владельцы зданий обязаны обеспечить герметизацию вводов и выпусков инженерныхкоммуникаций 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. Периодическоеприборное обследование технического состояния наружных газопроводов дляопределения мест повреждения изоляционных покрытий и наличия утечек газа должнопроводиться не реже:

1 раза в 5 летдля надземных и подземных, в том числе переходов через несудоходные водныепреграды для стальных газопроводов, кроме смонтированных методом направленногобурения;

1 раз в 3 годадля переходов газопроводов через судоходные водные преграды, кромесмонтированных методом направленного бурения.

Периодичностьобследования подземных газопроводов на переходах через водные преграды,выполненные из полиэтилена методом направленного бурения, устанавливаетсяэксплуатационной организацией.

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

5.3.17.Внеочередные приборные технические обследования стальных газопроводов должныпроводиться при обнаружении разрыва сварных стыков, сквозных коррозионныхповреждений, а также при перерывах в работе электрозащитных установок в течениегода:

более 1 мес. -в зонах опасного действия блуждающих токов;

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

Наличиекоррозии и значение параметров изоляционного покрытия, характеризующих егозащитные свойства, должны определяться во всех шурфах, отрываемых в процессеэксплуатации газопровода или смежных с ним сооружений.

Проверкасварных стыков на вскрытых участках газопроводов неразрушающими методами должнапроводиться в случае, если ранее на газопроводе были обнаружены их повреждения(разрывы).

5.3.18. Вместах выявленных повреждений изоляционного покрытия, а также на участках, гдеиспользование приборов затруднено индустриальными помехами, должны быть отрытыконтрольные шурфы длиной не менее 1,5 м для визуального обследования.

Количествошурфов в зонах индустриальных помех должно составлять не менее 1 на каждые 500м распределительных газопроводов и на каждые 200 м газопроводов-вводов.

5.3.19.Бурение скважин с целью проверки герметичности (плотности) подземногогазопровода или для обнаружения мест утечек газа должно производиться нарасстоянии не менее 0,5 м от стенки газопровода через каждые 2 м глубиной неменее глубины промерзания грунта в зимнее время, в остальное время на глубинуукладки трубы.

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

Если газ в скважинене воспламеняется, проверка его наличия проводится приборами.

5.3.21. Прииспользовании высокочувствительных приборов (газоискателей) с чувствительностьюне ниже 0,001% по объему, для определения наличия газа глубина скважин можетбыть ограничена толщиной дорожного покрытия, с целью их закладки вдоль осигазопровода.

5.3.22.Проверка плотности газопроводов на герметичность осуществляется в соответствиис требованиями настоящих Правил к проведению испытаний при приемке газопроводовв эксплуатацию.

5.3.23.Обследование подводных переходов газопроводов через судоходные водные преградыдолжно выполняться организацией, имеющей соответствующее оборудование иснаряжение. При этом уточняется местоположение газопровода относительно дна иналичие повреждений изоляционного покрытия по методике, утвержденной вустановленном порядке.

Проводитсятакже определение целостности, взаиморасположения пригрузов на подводныхпереходах и в местах, где приняты меры против возможного всплытия газопроводов.

5.3.24.Обследование подводных переходов газопроводов через несудоходные водныепреграды может выполняться эксплуатационной организацией по производственнойинструкции (методике), утвержденной в установленном порядке.

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

Дефектыизоляционных покрытий, выявленные на газопроводах, расположенных в зонахопасного влияния блуждающих токов и на расстоянии менее 15 м отадминистративных, общественных, бытовых и жилых зданий, должны устраняться втечение 1 мес., в остальных случаях не позднее чем через 3 мес. после ихобнаружения.

Послевосстановления и ремонта изоляционного покрытия до наступления промерзанияпочвы должна быть проведена повторная проверка его состояния приборным методом.

5.3.26. Порезультатам приборного технического обследования должен составляться акт.

5.3.27.Производство работ в охранной зоне газопроводов должно осуществляться всоответствии с требованиями "Правил охраныгазораспределительных сетей", утвержденных постановлениемПравительства Российской Федерации от 20.11.2000 N 878.

**5.4. ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НАРУЖНЫХГАЗОПРОВОДОВ**

5.4.1. Ктекущему ремонту газопроводов относятся работы:

устранениедефектов, выявленных при техническом обследовании;

устранениепровеса надземных газопроводов, восстановление или замена креплений надземныхгазопроводов;

окрасканадземных газопроводов по мере необходимости;

восстановлениеобвалования наземных газопроводов;

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

окрасказадвижек, кранов и компенсаторов по мере необходимости;

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

устранениеутечек газа путем приварки обычных и лепестковых муфт, полумуфт на стальныхгазопроводах или полумуфт с закладными нагревательными элементами наполиэтиленовых газопроводах в местах отключения газопровода с помощьюпережимных устройств;

вваркапатрубков (катушек);

установкалепестковых муфт на стыках стальных газопроводов, имеющих дефекты: непроваркорня шва, шлаковые включения и поры сверх установленных норм;

ремонтотдельных мест повреждений изоляционных покрытий стальных газопроводов, в томчисле на подводных переходах с помощью специальных клеев, разрешенных кприменению в установленном порядке;

ремонт изамена компенсаторов;

заменаарматуры;

ремонт изамена ограждений надземно установленной арматуры;

замена люков иковеров;

ремонт газовыхколодцев;

ликвидацияконденсатосборников и сифонных трубок;

восстановлениепостели подводных переходов, футеровки труб, засыпка размытых участков ивосстановление пригрузов;

восстановлениеили замена опознавательных столбов или настенных указателей;

восстановлениезасыпки газопровода до проектных отметок, в случае размыва или эрозии грунта;

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

заменаотдельных соединительных деталей, в том числе переходов"сталь-полиэтилен" полиэтиленовых газопроводов;

очисткуарматуры и компенсаторов от грязи и ржавчины, окраску их по мере необходимости;

разгон червякау задвижек, его смазку;

проверку инабивку сальников;

смазку и принеобходимости устранение неисправностей приводного устройства задвижек;

проверкусостояния компенсаторов (стяжные болты должны быть сняты);

проверкугерметичности всех сварных, резьбовых и фланцевых соединений мыльной эмульсиейили приборным методом;

сменуизносившихся и поврежденных болтов и прокладок.

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

Если заводомизготовителем определена иная периодичность, то работы выполняются всоответствии с инструкцией изготовителя.

Результатыпроверки и ремонта арматуры и компенсаторов заносятся в паспорт газопровода.

Устранениенегерметичности арматуры на газопроводах возможно производить при давлении газане выше 0,1 МПа.

5.4.3.Прокладочный материал для уплотнения соединений фланцев арматуры долженсоответствовать действующим стандартам. Паронит перед установкой на действующийгазопровод должен быть пропитан в олифе.

5.4.4.Перенабивку сальников арматуры на действующем газопроводе допустимо производитьпри давлении не более 0,1 МПа.

5.4.5.Устранение утечек газа из резьбовых соединений на сифонных трубкахконденсатосборников с применением специальных приспособлений допустимо придавлении до 0,1 МПа.

5.4.6. Заменапрокладок фланцевых соединений газопровода допустима при условии установкикабельной перемычки между их разъединяемыми частями.

Станцииэлектрохимической защиты при производстве работ выключаются.

5.4.7. Ремонтмест коррозионных или механических повреждений стальных газопроводов можетпроизводиться путем вварки катушек длиной не менее 200 мм.

Местамеханических повреждений, некачественные сварные стыки полиэтиленовыхгазопроводов должны ремонтироваться вваркой патрубков длиной не менее 500 мм.

Качествосварных стыков должно быть проверено на герметичность мыльной эмульсией илиприбором.

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

Примеханическом повреждении стального газопровода со смещением со своегоместоположения два ближайших сварных стыка в обе стороны от повреждения должныбыть проверены физическим методом контроля.

5.4.8. Поврежденныесварные стыки стальных газопроводов с разрывами, трещинами могутремонтироваться путем установки муфт.

Герметичностьсварных швов муфт должна проверяться мыльной эмульсией или прибором.

Сварка муфтдолжна проводиться при давлении не выше 0,1 МПа.

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

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

5.4.10. Ктекущему ремонту установок электрозащиты от коррозии относятся работы:

заменаустановок электрозащиты без изменения установленной мощности;

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

ремонт изамена питающих линий (кабелей), дренажных кабелей, контуров защитногозаземления без изменения проектного решения;

ремонт изамена отдельных частей и блоков установок электрозащиты;

замена протекторов.

5.4.11. Работыпо текущему ремонту должны выполняться по плану или графику, утвержденномутехническим руководителем эксплуатирующей (газораспределительной) организации.

5.4.12. Прикапитальном ремонте газопроводов выполняются следующие работы:

заменаотдельных участков газопроводов;

замена газовыхколодцев;

заменаустановок электрохимической защиты, питающих и дренажных кабелей, а также ихконтуров анодного и защитного заземлений;

ремонт местповреждений изоляции;

установка муфтна поврежденные участки газопроводов и стыки;

ремонт изамена опор надземных газопроводов;

ремонт изамена компенсаторов;

восстановлениезасыпки газопровода до проектных отметок, в случае размыва или эрозии почвы;

заменацокольных вводов, входов и выходов из земли;

заменаотдельных соединительных деталей, в том числе переходов"сталь-полиэтилен" полиэтиленовых газопроводов.

Заменаустановок электрозащиты с изменением мощности, размещения или конструкцииконтура анодного заземления производится по проекту.

5.4.13.Капитальный ремонт газопровода, с перекладкой его по новой трассе долженпроизводиться по проекту. Капитальный ремонт газопровода без изменения егоместоположения допустимо по эскизу, с внесением изменений в исполнительнуюдокументацию.

Реконструкциястальных газопроводов может осуществляться открытым или бестраншейным методом.

5.4.14.Проекты реконструкции должны разрабатываться на основе введенных в действиенормативных документов.

5.4.15.Стальные газопроводы, используемые для протяжки внутри них полиэтиленовых (втом 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 реконструкцииих синтетическим тканевым шлангом на основе специального двухкомпонентногоклея.

В этом случаезащита от электрохимической коррозии каркаса сохраняется.

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

**5.5. ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ**

5.5.1.Техническое диагностирование осуществляется с целью определения техническогосостояния газопровода и установления ресурса его дальнейшей эксплуатации, наосновании проведенной экспертизы.

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

Досрочноедиагностирование газопроводов назначается в случаях аварий, вызванныхкоррозионными разрушениями стальных газопроводов, потерей прочности (разрывом)сварных стыков, а также в случае строительства стальных газопроводов свышенормативного срока в грунтах высокой коррозионной агрессивности безэлектрохимической защиты.

Решение опроведении работ по диагностированию или реконструкции (замене) газопроводапринимается собственником газораспределительной сети.

5.5.3.Планы-графики диагностирования газопроводов составляются за 6 мес. до истечениянормативного срока их эксплуатации и согласовываются с территориальным органомГосгортехнадзора России.

5.5.4. Порядокдиагностирования стальных и полиэтиленовых газопроводов, а также газовогооборудования должен устанавливаться нормативными документами, утверждаемымиГосгортехнадзором России.

5.5.5. Участкистальных газопроводов, проложенные под магистральными железными дорогами,автомобильными дорогами 1 и 2 категории, под проезжей частью улиц с интенсивнымдвижением транспорта, через судоходные водные преграды должны исследоваться сприменением метода акустической эмиссии или иными неразрушающими методами.

5.5.6. Придиагностировании стальных газопроводов следует руководствоваться "Инструкцией подиагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов"РД 12-411-01, утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от09.07.2001. N 28, не нуждается в государственной регистрации (письмо МинюстаРоссии от 19.07.2001 N 07/7289-ЮД).

5.5.7.Продление ресурса эксплуатации газопровода и установление срока последующегопроведения технического диагностирования газопровода определяются экспертнойорганизацией.

5.5.8. Порезультатам диагностирования составляется заключение экспертизы, содержащеересурс безопасной эксплуатации газопровода и мероприятия по ремонту или егозамене.

Заключениеэкспертизы о техническом состоянии газопровода утверждается территориальныморганом Госгортехнадзора России в установленном порядке.

**5.6. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ**

5.6.1. Режимработы ГРП, в том числе блочных (ГРПБ), шкафных газорегуляторных пунктов (ШРП)и газорегуляторных установок (ГРУ) должен устанавливаться в соответствии спроектом.

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

5.6.3.Предохранительные сбросные клапаны, в том числе встроенные в регуляторыдавления, должны обеспечить сброс газа при превышении номинального рабочегодавления после регулятора не более чем на 15%; верхний предел срабатыванияпредохранительно-запорных клапанов (ПЗК) не должен превышать номинальноерабочее давление газа после регулятора более чем на 25%.

5.6.4.Колебания давления газа на выходе из ГРП допускаются в пределах 10% от рабочегодавления. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижениерабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а такжеутечки газа, должны устраняться в аварийном порядке.

5.6.5.Включение в работу регулятора давления в случае прекращения подачи газа должнопроизводиться после выявления причины срабатывания предохранительно-запорногоклапана (ПЗК) и принятия мер по устранению неисправности.

5.6.6. Приэксплуатации ГРП с номинальной пропускной способностью регулятора свыше 50м3/час должны выполняться следующие работы, если изготовителем не исключеныотдельные виды работ или предусмотрена большая периодичность их проведения:

осмотртехнического состояния (обход) в сроки, устанавливаемые производственнойинструкцией;

проверкапараметров срабатывания предохранительно-запорных и сбросных клапанов - не реже1 раза в 3 мес., а также по окончании ремонта оборудования;

техническоеобслуживание - не реже 1 раза в 6 мес.;

текущий ремонт- не реже 1 раза в 12 мес.;

капитальныйремонт - при замене оборудования, средств измерений, ремонте отдельныхэлементов здания, систем отопления, вентиляции, освещения - на основаниидефектных ведомостей, составленных по результатам технических осмотров итекущих ремонтов.

5.6.7. Осмотртехнического состояния и текущий ремонт ГРП с пропускной способностьюрегулятора свыше 50 м3/час должен проводиться по графикам в сроки,обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации, утвержденным техническимруководителем эксплуатирующей организации.

5.6.8. Приосмотре технического состояния ГРП с пропускной способностью регулятора свыше50 м3/час должны выполняться:

проверка поприборам 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 заправильностью положения молоточка и надежности сцепления рычаговпредохранительно-запорного клапана;

сменакартограмм регистрирующих приборов, прочистка и заправка перьев, завод часовогомеханизма. Установка пера на "нуль" - не реже одного раза в 15 дней;

проверкасостояния и работы электроосвещения, вентиляции, системы отопления, визуальноевыявление трещин и неплотностей стен, отделяющих основное и вспомогательноепомещения ГРП;

внешний ивнутренний осмотр здания ГРП, при необходимости - очистка помещения иоборудования ГРП от загрязнений.

При оснащениисистем газоснабжения городских и сельских поселений средствами АСУ ТП РГтехнический осмотр ГРП должен производиться в сроки, определяемые инструкциейпо эксплуатации систем телемеханики, но не реже одного раза в месяц.

5.6.9. Притехническом обслуживании ГРП с пропускной способностью регулятора свыше 50м3/час должны выполняться работы, предусмотренные при осмотре техническогосостояния, а также:

проверкаработоспособности и герметичности запорной арматуры и предохранительныхклапанов;

проверкаплотности всех соединений и арматуры, устранение утечек газа, осмотр и очисткафильтра;

определениеплотности и чувствительности мембран регулятора давления и управления;

продувкаимпульсных трубок к контрольно-измерительным приборам,предохранительно-запорному клапану и регулятору давления;

проверка параметровнастройки запорных и сбросных клапанов.

5.6.10. Приежегодном текущем ремонте ГРП с пропускной способностью регулятора свыше 50м3/час должны выполняться работы, предусмотренные при техническом обслуживании,а также:

разборкарегуляторов давления, предохранительных клапанов с очисткой их от коррозии изагрязнений, проверка плотности клапанов относительно седла, состояние мембран,смазка трущихся частей, ремонт или замена изношенных деталей, проверканадежности креплений конструкционных узлов, не подлежащих разборке;

разборказапорной арматуры, не обеспечивающей герметичность закрытия;

ремонтстроительных конструкций;

проверка ипрочистка дымоходов ГРП - один раз в год перед отопительным сезоном;

ремонт системыотопления ГРП - один раз в год перед отопительным сезоном.

Еслизаводом-изготовителем установлен иной состав работ и периодичность ихпроведения к оборудованию, то работы выполняются в соответствии с инструкциейпо эксплуатации завода-изготовителя.

5.6.11. Ккапитальному ремонту ГРП с пропускной способностью регулятора свыше 50 м3/часотносятся работы по:

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

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

5.6.12. Приэксплуатации ШРП с пропускной способностью регулятора до 50 м3/час должнывыполняться:

осмотртехнического состояния, совмещенный с техническим обслуживанием - не реже 1раза в 12 мес.;

текущий икапитальный ремонт по мере необходимости.

5.6.13. Привыполнении технического обслуживания (совмещенного с осмотром техническогосостояния) ШРП с пропускной способностью регулятора до 50 м3/час должнывыполняться следующие виды работ, если иной порядок не установлензаводом-изготовителем:

внешний осмотроборудования, при необходимости - очистка его от загрязнений;

проверка поприбору величины давления газа после регулятора, засоренности фильтра и, принеобходимости, его прочистка;

проверкавеличины параметра срабатывания предохранительно-запорного клапана;

проверкаотсутствия утечек газа, при выявлении их устранение.

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

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

Разборка иочистка кассеты фильтра должны производиться при техническом обслуживании внепомещения ГРП (ГРУ) в местах, удаленных от легковоспламеняющихся веществ иматериалов.

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

5.6.17. Приразборке оборудования отключающие устройства должны быть закрыты. На границахотключаемого участка устанавливаются заглушки, рассчитанные на максимальноевходное давление газа.

Для удобстваустановки заглушек при монтаже газопроводов должны предусматриваться фланцевыесоединения для установки поворотной или листовой заглушки с приспособлением дляразжима фланцев и токопроводящей перемычкой.

5.6.18.Техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования газорегуляторных пунктовс гарантированным сроком эксплуатации может производиться в соответствии спаспортом завода-изготовителя. По истечению гарантийного срока это оборудованиедолжно пройти сервисное обслуживание с оформлением акта.

5.6.19. Ремонтэлектрооборудования ГРП и замена электроламп должны проводиться при снятомнапряжении.

Снаружи зданияГРП, 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 техническийконтроль, обслуживание, текущий и капитальный ремонты приборов и средствавтоматизации, блокировок и сигнализации, установленных на газопроводах игазоиспользующих установках, а также взрывозащищенного электрооборудования,обеспечивающего режим безопасной коммутации электроцепей во взрывоопасных зонахи помещениях.

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

5.7.3. Объем ипериодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту средств измерений,систем автоматизации и сигнализации устанавливаются государственнымистандартами на соответствующие приборы или инструкциями заводов-изготовителей.Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту техническихсредств АСУ ТП РГ определяется ее разработчиком и согласовываются сэксплуатирующей организацией и территориальным органом Госгортехнадзора России.

5.7.4. Проведениеметрологического надзора за средствами измерений осуществляется в соответствиис требованиями нормативных актов в области метрологического контроля.

5.7.5.Периодической метрологической поверке подлежат следующие средства измерений:

тягонапоромеры;манометры показывающие, самопишущие, дистанционные - не реже 1 раза в 12 мес.;

переносные истационарные стандартизированные газоанализаторы, сигнализаторы довзрывныхконцентраций газа - 1 раз в 6 мес, если другие сроки не установленызаводом-изготовителем.

5.7.6. Недопускаются к применению средства измерения, у которых отсутствует пломба иликлеймо, просрочен срок поверки, имеются повреждения, стрелка при отключении невозвращается к нулевому делению шкалы на величину, превышающую половинудопускаемой погрешности для данного прибора.

5.7.7. Нациферблате или корпусе показывающих манометров должно быть обозначено значениешкалы, соответствующее максимальному рабочему давлению.

5.7.8.Значение уставок срабатывания автоматики безопасности, блокировок и средствсигнализации должно соответствовать параметрам, указанным в техническом отчетепусконаладочной организации.

Сигнализаторы,контролирующие состояние загазованности, должны срабатывать при возникновении впомещении концентрации газа, не превышающей 20% от нижнего концентрационногопредела распространения пламени.

5.7.9. АСУ ТПРГ должна обеспечивать достоверность и надежность получения информации поавтоматизированным зонам обслуживания.

5.7.10.Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должнапроводиться не реже 1 раза в мес., если другие сроки не предусмотренызаводом-изготовителем.

5.7.11.Проверка сигнализаторов загазованности должна выполняться с помощью контрольныхгазовых 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 поусловиям эксплуатации.

5.7.14.Техническое обслуживание и ремонт средств измерений, устройств автоматики ителемеханики АСУ ТП РГ должны осуществляться персоналом газораспределительнойорганизацией или по договору специализированной организацией, имеющейсоответствующий опыт в проведении таких работ.

Персонал,осуществляющий техническое обслуживание и ремонт устройств автоматики ителемеханики АСУ ТП РГ, должен знать устройство и работу аппаратуры, приборовКИП, уметь производить ее ремонт и регулировку, знать устройство газового оборудования,быть аттестованным по вопросам промышленной безопасности, а также пройтипроверку знаний настоящих Правил и правил безопасности при эксплуатацииэлектроустановок потребителей, с присвоением соответствующей группы поэлектробезопасности.

5.7.15. Работыпо регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийных защит,блокировок и сигнализации в загазованном помещении не допускается.

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

5.7.17.Порядок организации ремонта электрооборудования в нормальном исполнения# ивзрывозащищенного, объем и периодичность выполняемых при этом работ должнысоответствовать требованиям соответствующих нормативных документов.

**5.8. СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ**

5.8.1.Эксплуатация средств электрохимической защиты и периодический контрольпотенциалов на подземных газопроводах должны проводиться специализированнымиорганизациями, службами, лабораториями, аттестованными в порядке,устанавливаемом Госгортехнадзором России.

5.8.2.Организация, эксплуатирующая установки электрохимической защиты, должнапроводить их техническое обслуживание и ремонт, иметь схемы мест расположениязащитных установок, опорных (контрольно-измерительных пунктов) и других точекизмерения потенциалов газопровода, данные о коррозионной агрессивности грунтови источниках блуждающих токов, а также проводить ежегодный анализ коррозионногосостояния газопроводов и эффективности работы электрозащитных установок.

5.8.3.Электрохимическая защита газопроводов в грунтах высокой коррозионной агрессивности,независимо от влияния блуждающих токов, должна обеспечивать значенияполяризационных потенциалов стали в пределах от -0,85 вольт до -1,15 вольт(относительно насыщенного медносульфатного электрода сравнения) или значениясуммарного потенциала (включающие поляризационную и омическую составляющие) -разности потенциалов между трубой и землей в пределах от -0,9 вольт до -2,5вольт (относительно насыщенного медносульфатного электрода сравнения).

При наличииопасного влияния блуждающих токов в грунтах низкой и средней коррозионнойагрессивности катодная поляризация должна обеспечивать отсутствие нагазопроводах анодных и знакопеременных зон.

5.8.4. Приэксплуатации электрозащитных установок должно проводиться их техническоеобслуживание, которое включает периодический осмотр установок и проверкуэффективности их работы.

5.8.5.Технический осмотр электрозащитных установок, не оборудованных средствамителеметрического контроля, должен производиться не реже 4 раз в месяц - надренажных, 2 раза в месяц - на катодных, 1 раз в 6 месяцев - на протекторныхустановках.

При наличиисредств телеметрического контроля сроки проведения технических осмотровустанавливаются техническим руководителем эксплуатационной(газораспределительной) организации с учетом данных о надежности устройствтелеметрического контроля.

5.8.6.Проверка эффективности электрохимической защиты газопровода должна проводитьсяпутем измерения поляризационного потенциала или разности потенциалов междутрубой и землей не реже чем 2 раза в год (с интервалом не менее 4 месяцев), атакже после каждого изменения рабочих параметров электрозащитных установок иликоррозионных условий.

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

Дляподключения к газопроводу могут быть использованы специальныеконтрольно-измерительные пункты, вводы в здание и другие элементы газопровода,доступные для выполнения измерений.

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

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

5.8.9. Еслипри техническом осмотре установлено, что катодная установка не работает, ателеметрический контроль за ее работой не осуществлялся, следует принимать, чтоперерыв в ее работе составил 14 суток (от одного технического осмотра додругого).

5.8.10.Исправность электроизолирующих соединений должна проверяться не реже 1 раза в12 месяцев.

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

5.8.12.Собственник газопровода или газораспределительная организация должнысвоевременно принимать меры по ремонту защитных покрытий подземных стальныхгазопроводов.

5.8.13.Приборное обследование состояния изоляционного покрытия газопроводов должнопроизводиться не реже 1 раза в 5 лет.

5.8.14.Обследование состояния изоляционного покрытия (переходное электрическоесопротивление, адгезия) и поверхности металла трубы под покрытием должныпроводиться во всех шурфах, отрываемых в процессе эксплуатации газопровода приего ремонте, реконструкции и ликвидации коррозионных повреждений илиповреждений изоляции.

5.8.15.Изоляция сварных стыковых соединений газопроводов, мест врезок (присоединений),ремонт поврежденных участков покрытий и контроль качества выполненных работдолжны осуществляться по технологическим инструкциям для каждого вида покрытий,согласованным с органами Госгортехнадзора России.

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

Запрещаетсяприменять липкие ленты для изоляции стыков на газопроводах с битумнымипокрытиями.

5.8.17. Приизоляции стыков труб с разными защитными покрытиями следует применять рулонныематериалы, сочетающиеся с покрытием линейной части газопроводов в соответствиис нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

5.8.18.Владельцем газопровода должны устанавливаться причины возникновениякоррозионноопасных зон.

5.8.19. Каждыйслучай сквозного коррозионного повреждения газопроводов подлежит расследованию,в установленном порядке, комиссией, в состав которой должен входитьпредставитель специализированной организации по защите газопроводов откоррозии. О дате и месте работы комиссии собственник газопровода обязанзаблаговременно известить территориальный орган Госгортехнадзора России.

**5.9. ВНУТРЕННИЕ ГАЗОПРОВОДЫ И ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩИЕУСТАНОВКИ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ, ОТОПИТЕЛЬНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ОТОПИТЕЛЬНЫЕКОТЕЛЬНЫЕ**

5.9.1.Производственные помещения, в которых проложены газопроводы и установленыгазоиспользующие установки и арматура, должны быть доступны для техническогообслуживания и ремонта, а также соответствовать проекту.

5.9.2.Запрещается использовать газопроводы в качестве опорных конструкций изаземлений.

5.9.3.Внутренние газопроводы, а также газовое оборудование (технические устройства)должны подвергаться техническому обслуживанию не реже 1 раза в мес. и текущемуремонту - не реже 1 раза в 12 мес. в случаях, если в паспортезавода-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, атакже до пуска в работу установок сезонного действия и при нарушении тяги.

5.9.5.Газопроводы к газоиспользующим установкам, котлам и печам, при пуске газадолжны продуваться газом до вытеснения всего воздуха, в течение времени,определенного расчетом (экспериментально), указанного в производственнойинструкции, но не менее 10 мин. Окончание продувки определяется анализом насодержание кислорода в газопроводах. При содержании кислорода более 1% пообъему розжиг горелок не допускается.

Газопроводыдолжны иметь систему продувочных газопроводов с отключающими устройствами иштуцерами для отбора проб в местах, определенных проектом.

Продуватьгазопроводы через трубопроводы безопасности и газогорелочные устройства недопускается.

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

Времявентиляции определяется расчетом и устанавливается инструкцией или (дляавтоматизированных горелок) программой запуска (розжига).

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

Горелкипусковой мощностью свыше 0,4 МВт должны оснащаться стационарной запальнойгорелкой, обеспечивающей факел у основной горелки в режиме розжига, а такженаличие факела на всех режимах работы газоиспользующей установки.

Врезкагазопровода к защитно-запальным устройствам (ЗЗУ) горелок для газоиспользующихустановок должна быть выполнена до предохранительных запорных клапанов (ПЗК).

На котлах,конструкцией которых предусмотрены растопочные горелки, защитно-запальныеустройства (ЗЗУ), обеспечивающие наличие и контроль запального факела у горелкив режиме розжига и селективный контроль факела основной горелки во всех режимахработы котла, включая режим розжига, допускается устанавливать только нарастопочных горелках.

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

Газопроводыгазоиспользующих установок с горелками единичной тепловой мощностью свыше 1,2МВт должны быть оборудованы по ходу газа двумя, располагаемыми последовательно,предохранительными запорными клапанами (ПЗК), автоматическим отключающимустройством, установленным между ними, связанным с атмосферой, обеспечивающимавтоматическую проверку герметичности затворов предохранительных запорныхклапанов (ПЗК) перед запуском (розжигом) и регулирующим устройством передгорелкой.

5.9.9. Нагазоиспользующих установках, оборудованных группой горелок с контролируемымфакелом, обеспечивающим розжиг остальных горелок (группы) допускается первый походу газа предохранительный запорный клапан (ПЗК) устанавливать общим.

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

погасаниефакела горелки;

отклонениедавления газа перед горелкой за пределы области устойчивой работы;

понижениедавления воздуха ниже допустимого (для двухпроводных горелок);

уменьшениеразрежения в топке (кроме топок, работающих под наддувом);

прекращениеподачи электроэнергии или исчезновение напряжения на устройствах дистанционногои автоматического управления и средствах измерения.

5.9.11. Каждаягазоиспользующая установка должна быть оснащена блокировкой, исключающей подачугаза в топку при отсутствии факела на защитно-запальном устройстве (ЗЗУ).

Автоматикабезопасности при ее отключении или неисправности, должна блокироватьвозможность подачи газа на газоиспользующую установку в ручном режиме.

Автоматикабезопасности и регулирования должна обеспечивать нормативный процессэксплуатации газоиспользующего оборудования в автоматическом режиме, исключаявозможность вмешательства в этот процесс обслуживающего персонала.

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

К повторномурозжигу разрешается приступить после устранения причины неполадок, вентиляциитопки и газоходов в течение времени, указанного в производственной инструкции,но не менее 10 мин, а также проверки герметичности затвора отключающей арматурыперед горелкой.

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

Сигналы озагазованности и неисправности оборудования, состоянии охранной сигнализациипомещения, где оно размещено, должны выводиться на диспетчерский пункт или впомещение с постоянным присутствием работающих, способных направить персоналдля принятия мер или передать информацию в организацию, с которой заключендоговор на обслуживание.

5.9.14.Установленные средства защиты должны немедленно прекращать подачу газа нагазоиспользующую установку при возникновении недопустимых отклонениях в работеоборудования, предусмотренных производственной инструкцией.

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

5.9.16. Передремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом топок или газоходов, атакже при выводе из работы установок сезонного действия, газовое оборудование изапальные трубопроводы должны отключаться от газопроводов с установкой заглушекпосле запорной арматуры.

Газоходыкотлов, печей и других агрегатов, выведенных в ремонт, должны отключаться отобщего борова с помощью шиберов или глухих перегородок.

5.9.17. Довключения в работу газоиспользующих установок, в том числе сезонного действия,должна обеспечиваться:

проверказнаний инструкций обслуживающим персоналом в соответствии с требованияминастоящих Правил;

текущий ремонтгазового оборудования и систем автоматизации;

проведениепланово-предупредительного ремонта газифицированных установок ивспомогательного оборудования;

проверкаисправности промышленных вентиляционных и дымоотводящих систем;

выполнениетребований нормативных технических документов по устройству и безопаснойэксплуатации котлов, утверждаемых Госгортехнадзором России.

Снятиезаглушки и пуск газа разрешаются при наличии документов, подтверждающихвыполнение указанных работ.

5.9.18.Помещения с установленным в нем газоиспользующим оборудованием должны бытьоснащены 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 устройств) используемого вгазораспределении и газопотреблении должна обеспечивать надежность ибезопасность эксплуатации в течение расчетного ресурса работы, принятого втехнических условиях и государственных стандартах, а также возможность егоремонта или замены отдельных узлов (блоков).

Системаавтоматики безопасности и регулирования процессов горения газа должнаобеспечивать контроль параметров безопасности в автоматическом режиме.

5.9.21.Оборудование должно соответствовать требованиям "Правил применениятехнических устройств на опасных производственных объектах",утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 25.12.1998 N1540 и другой нормативно-технической документации в области промышленнойбезопасности.

5.9.22.Газовое оборудование (технические устройства), в том числе иностранногопроизводства, должно быть сертифицировано, а также иметь разрешениеГосгортехнадзора России на применение в соответствии с требованием "Инструкции о порядкевыдачи Госгортехнадзором России разрешений на выпуск и применение оборудованиядля газового хозяйства Российской Федерации" РД 12-88-95, утвержденнойпостановлением Госгортехнадзора России от 14.02.1995 N 8 и зарегистрированной вМинюсте России 15.06.1995 рег. N 872.

Номерсертификата и разрешения вносится в паспорт технического устройства.

**6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯГАЗОПРОВОДОВ НА ТЕРРИТОРИЯХ С ОСОБЫМИ УСЛОВИЯМИ**

**6.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ**

6.1.1Проектирование, строительство и эксплуатация газопроводов на территориях сособыми условиями должна осуществляться с учетом наличия и значений ихвоздействия на газопровод, связанные с рельефом местности, геологическимстроением грунта, гидрогеологическим режимом, подработкой территориистроительства газопровода, климатическими и сейсмическими условиями, а также сдругими воздействиями и возможностью их изменения во времени.

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

6.1.3Допускается прокладка полиэтиленовых газопроводов на территории городских исельских поселений, при сейсмичности более 7 баллов, на подрабатываемых изакарстованных территориях, в районах распространения вечномерзлых грунтов изтруб с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 при 100% контроле соединенийсваренных в стык ультразвуковым методом.

6.1.4 Припроектировании зданий ГРП, опор газопроводов, колодцев и других сооружений нагазопроводах следует руководствоваться требованиями настоящих Правил, а такжесоответствующих строительных норм и правил учитывающих особые условиястроительства.

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

Конструкциягрузов должна быть стойкой к агрессивному воздействию грунта и грунтовых вод,исключать возможность повреждения изоляции.

6.1.6 Привысоком уровне грунтовых вод следует предусматривать водопонижение, дренажныеустройства. Допускается наземная или надземная прокладка газопровода.

6.1.7 В местахввода газопроводов в здания и сооружения следует предусматривать эластичные уплотнения,допускающие свободные перемещения труб.

6.1.8 Припрокладке подземных газопроводов на участках с неравномерной деформацией грунтаследует предусматривать мероприятия, снижающие напряжение в газопроводе(установку компенсаторов, засыпку газопровода незащемляющими грунтами научастках не менее 50 диаметров по обе стороны).

6.1.9 Пристроительстве газопроводов следует, как правило, применять длинномерные трубы.

6.1.10 Навводах в здания следует предусматривать футляры с диаметром обеспечения зазора междуфутляром и газопроводом не менее 1/3 величины осадки или выпучивания здания.

6.1.11. Передначалом строительства газопровода необходимо уточнить соответствие данныхинженерных изысканий (топографию, геологию, гидрологию, сейсмичность площадки)проекту.

При выявленииих несоответствия, следует согласовывать дальнейшее ведение работ построительству газопровода с проектной организацией.

Проектнаяорганизация должна обеспечить авторский надзор за строительством газопровода навесь период его строительства.

6.1.12.Проверка качества сварных соединений (стыков) физическими методами контроля пристроительстве газопроводов в районах с особыми условиями должна производиться всоответствии с действующими строительными нормами и правилами, учитывающимистепень риска от газопроводов и условия их эксплуатации.

6.1.13.Газовые хозяйства, эксплуатирующие газопроводы на территориях с особымиусловиями, должны иметь службы, в задачи которых должны входить:

контрольвыполнения технических мероприятий, как в период строительства, так и припроведении технического обслуживания, текущего и капитального ремонтовгазопроводов;

изучение ианализ сведений о проводимых и планируемых горных подработках, оказывающихвредное влияние на газопроводы и вызывающих их деформацию;

организация ипроведение наблюдений за изменением напряженно-деформированного состояниягазопроводов в процессе горных подработок, а также прогнозирование этихизменений по данным инструментальных наблюдений за сдвижением земнойповерхности;

решениеорганизационно-технических вопросов по обеспечению надежности и безопасностигазопроводов перед началом очередных горных подработок, в процессе интенсивногосдвижения земной поверхности, а также в других случаях, вызванных геологическимстроением грунта и его гидрогеологическим режимом;

разработкасовместно с горными производствами, проектными организациями мер защитыэксплуатируемых газопроводов от вредного влияния горных разработок, а такжемероприятий по предупреждению проникновения газа в подземные коммуникации и здания.

6.1.14. Вгазовом хозяйстве должны быть составлены дополнительные планы и графики осмотрагазопроводов после выявления деформации грунта и других явлений, которые могутвызвать недопустимые напряжения в газопроводе.

6.1.15.Внеплановый обход трассы газопроводов следует производить после аварий наводонесущих коммуникациях, сооружениях, расположенных в районе прокладкигазопровода, 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 типапросадочности, слежавшихся насыпных, вечномерзлых грунтах, районах ссейсмичностью до 6 баллов (для надземных газопроводов) и до 7 баллов (дляподземных) следует обходить в общеустановленные сроки.

6.1.17. Приэксплуатации газопроводов следует уделять внимание участкам ввода газопроводовв здания. Вести наблюдение за зазором между трубопроводом и футлярами, а такжеза состоянием напряжения компенсаторов.

6.1.18.Следует предусматривать мероприятия по отводу воды от траншеи газопровода, недопускать обводнения и заболачивания трассы.

6.1.19. Приобходе подземных газопроводов следует производить проверку на загазованностьколодцев, цокольных и подвальных этажей зданий в радиусе 50 м от газопроводовнизкого и среднего давления и 80 м высокого давления.

6.1.20. Приобходе подземных газопроводов следует следить за деформациями колодцевсооружений, вызванными осадками или выпучиванием, а также за наличием в нихводы.

6.1.21. Привыявлении подвижек (осадок) или выпучивания грунта при подземной прокладкегазопровода следует отрывать шурфы для определения состояния изоляции ипричины, приведшие к деформациям газопровода.

Результатыобследования газопровода следует представлять проектной организации дляпринятия решений по дальнейшей его эксплуатации или разработки компенсирующихмероприятий.

6.1.22. Какправило, следует предусматривать устройство автодорог для строительства иэксплуатации газопроводов на территории с особыми условиями.

**6.2. ВЕЧНОМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ**

6.2.1.Прокладка газопроводов в районах с вечномерзлыми грунтами допускаетсянадземной. Наземная прокладка газопровода выполняется в обваловании с укладкойего на основание из песка или другого непучинистого грунта. Габариты основанияи обваловки газопровода следует принимать по теплотехническому расчету,подтверждающему обеспечение устойчивости газопровода.

6.2.2. Припроектировании газопроводов в вечномерзлых грунтах в качестве основания следуетпредусматривать:

вечномерзлыеоснования в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства иэксплуатации;

вечномерзлыегрунты, основания которых используются в оттаявшем состоянии.

6.2.3.Надземную прокладку газопровода следует выполнять на земляных подушках пристроительстве газопроводов на основании из вечномерзлых грунтов в оттаявшемсостоянии и (или) на опорах и сваях, при использовании оснований в мерзломсостоянии.

6.2.4.Подземную прокладку газопроводов следует выполнять при отрицательнойтемпературе газа.

6.2.5. Припроектировании газопроводов следует предусматривать устойчивость газопроводов исооружений на них от воздействия оттаивающих и промерзающих грунтов.

6.2.6. Припереходе подземного газопровода через железнодорожные пути и автодороги следуетпредусматривать мероприятия по предупреждению оттаивания грунта земляногополотна и основания насыпи дорог.

6.2.7.Строительство газопроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах, следуетпроизводить, как правило, в зимнее время, а в летний период выполнятьсопутствующие работы.

6.2.8. Влетний период следует предусматривать мероприятия по предотвращению протаиваниягрунтов.

В зимнийпериод, как правило, следует разрабатывать переувлажненные грунты с малойнесущей способностью.

6.2.9.Устройство обвалования и земляных опор при наличии в основании устойчивыхгрунтов не требует дополнительных условий.

Дляобеспечения устойчивости газопроводов на переувлажненных основаниях,неустойчивых при оттаивании грунтов, следует производить присыпку газопроводасухим не смерзшимся грунтом при сохранении мохового покрова под отсыпками.

6.2.10.Скважины под опоры следует, как правило, закладывать в зимний периодмеханическим (бурением) или термическим (пропариванием) мерзлых грунтовспособами.

6.2.11. Послепроходки скважины следует заполнить ее на 1/3 высоты шламом (глиняным илидругим раствором), обеспечивающим свободное погружение сваи и связь растворапосле смерзания со сваей и стенками скважин.

Сваи с цельюобеспечения их вертикального положения следует раскреплять.

6.2.12.Укладка труб на сваи допускается только после обеспечения полного смерзаниясваи с грунтом.

6.2.13.Забивка свай в грунты при залегании вечномерзлых грунтов ниже острия сваидолжна производиться как в обычных грунтовых условиях.

**6.3. ПРОСАДОЧНЫЕ ГРУНТЫ**

6.3.1. Приподземной прокладке газопроводов при величине недопустимых осадок и просадокгрунта, следует устраивать маловодопроницаемый экран из уплотненных грунтов,толщина которого определяется расчетом. Засыпку пазух траншеи следуетпроизводить недренирующим водонепроницаемым грунтом (местные лессовидныесуглинки, супеси, глины), слоями с уплотнением до естественной плотностигрунта.

6.3.2. Принадземной прокладке газопровода следует предусматривать водонепроницаемыеэкраны под основанием фундаментов опор, засыпку пазух фундамента не дренирующимгрунтом и устройство отмостки.

Отмосткадолжна перекрывать пазухи фундаментов не менее чем на 0,5 м. Под отмосткойследует устраивать глиняный замок толщиной не менее 0,15 м.

6.3.3. Рытьетраншеи в грунтах II типа просадочности следует производить после окончанияпредусмотренных проектом работ, обеспечивающих предотвращение стокаповерхностных вод в траншею, как в период строительства, так и в периодэксплуатации.

6.3.4. Прирытье траншеи в грунтах II типа просадочности следует ее длину назначать сучетом обеспечения укладки и засыпки трубопровода после окончания смены.Засыпка должна производиться не дренирующими грунтами с уплотнением доестественной плотности грунта. Устройство водонепроницаемого экрана, отмостки,засыпка траншеи должны производиться с учетом требований проекта, а также общихуказаний.

**6.4. НАБУХАЮЩИЕ ГРУНТЫ**

6.4.1. Дляподземных газопроводов при величине расчетных деформаций основания снабухающими грунтами больше допустимых, следует предусматривать:

устройствокомпенсирующих песчаных (кроме пылеватых и мелкозернистых) подушек с шириной ивысотой по расчету на кровле не набухающих или в пределах слоя набухающихгрунтов с их уплотнением до объемного веса не менее 1,6 г/см3;

выполнениеводозащитных мероприятий;

планировкутерритории, обеспечивающую отвод поверхностных вод от траншеи;

полную иличастичную замену набухающего грунта ненабухающим.

Выбор методаустранения или снижения действия набухающих грунтов на газопровод следуетосуществлять исходя из технико-экономических обоснований, определенныхпроектом.

6.4.2. Засыпкутраншей следует предусматривать либо привозным не дренирующим грунтом, либоместным грунтом с предварительным его увлажнением.

6.4.3.Строительство газопроводов в средненабухающих и сильнонабухающих грунтах должноосуществляться аналогично строительству в просадочных грунтах II типа.

6.4.4. Приэксплуатации газопроводов следует выявлять появление выпучивания засыпкитраншеи и опор газопровода.

**6.5. ЭЛЮВИАЛЬНЫЕ ГРУНТЫ**

6.5.1. Припроектировании следует предусматривать мероприятия, аналогичные для просадочныхи набухающих грунтов, в зависимости от характера воздействия элювиальныхгрунтов на газопроводы.

В грунтах, сналичием включений скальных пород, следует предусматривать полную замену ихрыхлых 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. Приналичии в основании грунтов, теряющих свою устойчивость и несущую способностьпод воздействием воздуха и воды, следует предусматривать недобор грунта неменее 0,3 м для пылевато-глинистых и песчаных, а также крупнообломочныхаргиллито-алевритовых грунтов, 0,15 м для прочих элювиальных грунтов и 0,5 мдля пологозалегающих углистых и сажистых прослоев.

6.5.3. Пристроительстве газопроводов в элювиальных грунтах следует выполнять мероприятия,предусмотренные при строительстве на набухающих, просадочных грунтах,обладающих аналогичными свойствами.

6.5.4. Пристроительстве газопровода в грунтах, переходящих в неустойчивое состояние отвоздействия воды и температуры окружающего воздуха, траншея на проектнуюглубину не разрабатывается.

6.5.5. Укладкаизолированного на бровке траншеи или в заводских условиях газопроводаосуществляется после доработки дна траншеи на участке, исходя из условияокончания работ по укладке и засыпки траншеи в течение смены.

Засыпкутраншеи следует производить сразу после монтажа газопровода.

**6.6. ПУЧИНИСТЫЕ ГРУНТЫ**

6.6.1. Всредне, сильно и чрезвычайно пучинистых грунтах следует предусматривать глубинупрокладки газопроводов, как правило, ниже глубины промерзания. Засыпку иподбивку тела трубы газопровода следует производить несмерзающим сыпучимгрунтом (пески средне и крупнозернистые и другие).

6.6.2. Толщинуподсыпки и подбивки тела газопровода следует принимать не менее 10 см, засыпки- не менее 20 см.

6.6.3. С цельюуменьшения воздействия сил морозного пучения при необходимости следуетпредусматривать противопучинные мероприятия: тщательное уплотнение грунтовзасыпки; устройство отвода поверхностных вод за счет планировки территориивдоль трассы; замена грунта на непучинистый, и т.д.

6.6.4.Переходы газопроводов через естественные и искусственные преграды следует, какправило, предусматривать надземными или прокладывать ниже глубины промерзания.

6.6.5. Рытьетраншеи следует выполнять после окончания предусмотренных проектом работ,обеспечивающих предотвращение стока поверхностных вод в траншею, как в периодстроительства, так и в период эксплуатации.

6.6.6. Рытьетраншей следует выполнять с учетом обеспечения полной засыпки газопровода послеокончания смены. Устройство водонепроницаемого экрана, отмостки и засыпкатраншеи должны производиться с учетом требований проекта.

6.6.7.Внеплановый обход трассы следует проводить не реже 1 раза в 7 дней взастроенной части поселения и 1 раза в 15 дней в незастроенной в осенне-зимнийпериод при резком похолодании.

**6.7. СЕЙСМИЧЕСКИЕ РАЙОНЫ**

6.7.1.Сейсмостойкость газопроводов следует обеспечивать при надземной прокладке присейсмичности свыше 6 баллов, а при подземной - свыше 7 баллов:

выборомблагоприятных в сейсмическом отношении участков трасс;

повышениемкоэффициента прочности для полиэтиленовых труб не менее 2,8;

прочностью иустойчивостью конструкций газопроводов, подтвержденных соответствующими расчетами.

6.7.2.Расчетную сейсмичность и параметры колебаний грунта следует приниматьодинаковыми, как для надземных, так и подземных газопроводов.

6.7.3.Прокладку газопроводов через естественные и искусственные преграды, а также научастках тектонических разломов, как правило, следует предусматриватьнадземной.

При выборетрассы следует избегать участков с косогорами, неустойчивыми, просадочными инабухающими грунтами, пересечениями горных выработок, активных тектоническихразломов, селеопасных и оползневых склонов, также участки, где возможноразвитие карстовых процессов или сейсмичность которых превышает 9 баллов.

Прокладкагазопроводов в перечисленных условиях допускается только при соответствующемобосновании и согласовании с органами Госгортехнадзора России.

6.7.4. Для ГРПпоселений с входным давлением свыше 0,6 МПа и предприятий с непрерывнымитехнологическими процессами следует предусматривать подземные обводныегазопроводы с установкой отключающих устройств вне зоны возможного обрушенияГРП.

Для такихпредприятий следует предусматривать подачу газа, как правило, от двухгазопроводов.

6.7.5. Впроектах следует предусматривать подвижные соединения газопроводов соборудованием, а также в местах прохождения через конструкции зданий исооружений.

В местах присоединений(врезок) газопроводов и подсоединения к оборудованию следует предусматриватьустройство компенсационных участков за счет углов поворота или компенсаторов.

6.7.6. Впроектах газоснабжения поселений с населением более 1 млн. человек при сейсмичности7 баллов, а также поселений с населением более 100 тыс. человек присейсмичности 8 и 9 баллов следует предусматривать не менее двух ГРС.

6.7.7. Припроектировании наружных газопроводов в районах с сейсмичностью 7 баллов и болееследует:

трассы надземныхгазопроводов должны быть удалены от несейсмостойких зданий и сооружений нарасстояние не менее 1,2 высоты указанных зданий и сооружений;

не допускатьпрокладку газопроводов по стенам несейсмостойких зданий и сооружений;

компенсирующуюспособность участков газопровода между неподвижными опорами определять с учетомсейсмической нагрузки;

отключающуюарматуру газопроводов удалять от несейсмостойких зданий на расстояние не менее1,2 высоты зданий;

предусматриватьподземные вводы газопроводов в несейсмостойкие здания на участке протяженностьюне менее 1,2 высоты здания.

6.7.8. Толщинастенок труб должна быть не менее 3 мм для труб диаметром до 50 мм, 4 ммдиаметром свыше 50 мм до 200 мм и не менее 6 мм - для труб диаметром более 200мм.

6.7.9. Вводгазопровода в здания должен осуществляться через проемы, размеры которых должныпревышать диаметр трубопровода не менее чем на 30 см, при этом ось газопроводадолжна проходить через центр проема.

6.7.10.Крепление надземных газопроводов к опорам должно быть свободным спредохранением труб от возможного сброса.

6.7.11. Длягашения колебания надземных газопроводов следует, как правило, предусматриватьустановку компенсаторов, уменьшение величины пролетов между опорами илиувеличение жесткости трубы.

6.7.12. Научастках трассы с динамически неустойчивыми грунтами и возможными большимиосадками или выпучиванием следует предусматривать автоматическую системуконтроля и отключения аварийных участков.

6.7.13. Сваркув плеть трубных секций на берме траншеи следует осуществлять с анкеровкойплети.

6.7.14.Складирование труб следует осуществлять на специальной площадке и закреплять ихво избежание раскатки.

6.7.15. Напереходах через реки и другие препятствия на площадках с сейсмичностью 9 баллови более необходимо предусматривать установку сейсмометрических приборов длязаписи колебаний во время землетрясения.

6.7.16.Внеочередной обход трасс газопроводов следует производить после воздействия наних сейсмических воздействий.

**6.8. ПОДРАБАТЫВАЕМЫЕ ТЕРРИТОРИИ**

6.8.1.Проектирование газопроводов на подрабатываемых территориях должноосуществляться при наличии разрешений на застройку площадей залегания полезныхископаемых, выдаваемых в установленном порядке с соблюдением мер охраны зданий,сооружений и природных объектов от вредного влияния горных разработок,утвержденных установленным порядком.

6.8.2. Припроектировании газопроводов следует учитывать:

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

границы зон влияниягорных работ;

ожидаемыевеличины сдвижений и деформаций от каждой из выработок, календарные планыведения которых известны к началу проектирования, а также положения и длиныполумульд сдвижения от каждой выработки.

6.8.3.Горно-геологическое обоснование строительства газопроводов дополнительно должносодержать:

сведения ограницах участков по трассе газопровода, подработка которых планируется вперспективе более 20 лет;

местапересечений газопроводом границ охранных и барьерных целиков, а также крупныхтектонических нарушений;

зоны возможныхобразований провалов и крупных трещин с уступками на земной поверхности врезультате ведения горных выработок;

основныепараметры подработки: глубина выработки, мощность, длина полумульд,коэффициенты подработанности и параметр, характеризующий влияние наносов.

6.8.4. Длягазопроводов, на которые имеются календарные планы ведения горных работ,мероприятия по защите газопроводов от подработок следует предусматривать впроекте.

6.8.5. Дляэтого следует предусматривать равнопрочность сварных соединений металлу труб,установку компенсаторов, устройство малозащемляющих засыпок, увеличение толщиныстенки трубы по сравнению с расчетными, применение труб, выполненных извысокопрочных сталей.

6.8.6.Протяженность зоны защиты газопровода должно определяться длиной мульдысдвижения, увеличенной на 150 диаметров в каждую сторону от границы мульдысдвижения.

Установкакомпенсаторов рекомендуется на участках пересечения газопроводами месттектонических нарушений, у границ шахтного поля или границ оставляемых целиков,у которых по условиям ведения горных работ ожидается прекращение всехвыработок.

6.8.7. Прирасчете газопроводов следует проверять расчетом прочность газопроводов отвоздействия центрального растяжения, продольных напряжений, вызываемыхкривизной земной поверхности при подработке выработками в полого и наклоннозалегающих пластах и в зоне образования уступа при подработке выработками вкрутопадающих пластах, устойчивость в зоне сжатия и компенсационнуюспособность.

6.8.8.Наружные сети газораспределения поселений и промплощадок, как правило, следуетзакольцовывать.

6.8.9. Пригазоснабжении потребителей для которых перерывы в подаче газа недопустимы потехнологическим или другим причинам, следует предусматривать подачу газа этимпотребителям от двух газопроводов, прокладываемых по территории, подработкакоторых начинается в разное время, с обязательной закольцовкой газопроводов.

6.8.10. Трассагазопровода должна предусматриваться преимущественно вне проезжей части территориис учетом возможного вскрытия траншей в период интенсивных деформаций земнойповерхности в результате горных выработок.

6.8.11.Прокладка газопроводов среднего и высокого давлений по стенам зданий недопускается.

6.8.12.Газопроводы низкого давления внутри кварталов допускается проектироватьнадземными на отдельно стоящих опорах или по дворовым фасадам зданий.

6.8.13.Газопроводы, а также их вводы в здания, прокладываемые по стенам здания, должныобеспечивать компенсацию перемещений трубопровода, вызываемых раскрытиемдеформационных швов здания, а также их осадкой.

6.8.14. Наподземных газопроводах следует устанавливать контрольные трубки с расстояниемне более 50 м одной от другой, а также на углах поворота, у компенсаторов, напереходах через искусственные преграды.

6.8.15.Надземная прокладка рекомендуется на участках переходов газопроводов черезестественные и искусственные преграды, а также на участках, где по расчетамвозможно образование провалов, трещин с напряжениями в газопроводах,превышающими допустимые при подземной прокладке.

6.8.16.Воздействия от подработки, учитываемые при проектировании газопроводов, должныбыть заданы в различных точках по его трассе.

6.8.17. Приразбивке трассы следует закрепить постоянными знаками границы влияния горныхвыработок. Знаки должны иметь высотные отметки и привязку к пикетам трассы.

6.8.18.Конструкция крепления электрических проводников к газопроводу в местахподключения систем электрозащиты должна обеспечивать надежность соединения вслучаях подвижности трубы.

6.8.19.Соединение стальных труб газопроводов должно производиться электросваркой.Газовая сварка допускается только для надземных газопроводов давлением до 0,3МПа, диаметром не более 100 мм.

На подземныхгазопроводах сварные соединения должны подвергаться 100% контролю физическимиметодами. Непровары любой протяженности и глубины в сварных соединениях недопускаются.

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

6.8.21. Ворганизациях, эксплуатирующих распределительные газопроводы, следуетпредусматривать службы, с целью:

решенияорганизационно-технических вопросов защиты газопроводов в соответствии спроектом и мероприятиями горнодобывающих предприятий;

анализа плановгорных работ по трассе газопроводов и контроля выполнения мероприятий,исключающих или уменьшающих влияние подработок на газопроводы;

сбора данных,представленных маркшейдерскими службами по результатам наблюдений за деформациейземной поверхности, составления совместно с горнодобывающими предприятиямиграфика подработки газопроводов для представления в проектную организацию;

разработкисовместно с маркшейдерскими службами горнодобывающих предприятий и проектнымиорганизациями мер защиты эксплуатируемых газопроводов от вредного влияниягорных разработок, а также мероприятий по предупреждению проникновения газа вподземные коммуникации и здания;

контроля застроительством, ремонтом и эксплуатацией газопроводов.

6.8.22.Периодичность технического обслуживания газопроводов и сооружений на них,расположенных в зоне влияния горных выработок в период активной стадиисдвижения земной поверхности:

надземныйгазопровод низкого давления - 1 раз в 7 дней;

подземныйгазопровод и надземные газопроводы среднего и высокого давления - 1 раз в день.

6.8.23.Приборный метод контроля за техническим состоянием газопроводов и изоляции наних - один раз в год, при отсутствии приборов - бурение на наиболее напряженныхучастках газопровода - один раз в год.

6.8.24.Технический ремонт арматуры в колодцах - один раз в 2 года, на надземныхгазопроводах - один раз в 5 лет.

6.8.25. Дляобеспечения безаварийной работы подземных газопроводов необходимо перед началомгорных выработок, если проектом не предусмотрены компенсирующие мероприятия напериод активной стадии сдвижения земной поверхности, вскрыть траншею на 50-100м от границ мульды оседания грунта для освобождения газопровода от защемляющеговоздействия грунта.

6.8.26. Взимний период следует траншею засыпать слабосвязанным утепляющим материалом(керамзит, шлаковата и др.)

6.8.27.Вскрытую траншею следует защищать от механических повреждений и попадания в нееповерхностных вод.

6.8.28. Поокончании активной стадии сдвижения грунта газопровод следует разрезать дляснятия продольных растягивающих напряжений и вварить либо катушки, либоустановить компенсатор, исходя из прогнозируемых деформаций грунта.

6.8.29. Длянаблюдения за состоянием подземного газопровода на участках появления трещин наповерхности земли следует производить шурфование, а в местах, в которыхожидаются наибольшие напряжения в газопроводе, следует предусматриватьстроительство смотровых колодцев.

Окончаниедеформаций земной поверхности должно быть подтверждено заключениемспециализированной организации, имеющей лицензию территориальных органовГосгортехнадзора России на проведение маркшейдерских работ.

**6.9. ГОРНЫЕ РАЙОНЫ**

6.9.1. Вгорных условиях и в районах с сильно пересеченным рельефом местности прокладкугазопроводов следует предусматривать вне зоны затопления или по водораздельнымучасткам, избегая неустойчивые и крутые склоны, а также районы селевых потоков,горных паводков и т.д.

6.9.2. Воползневых районах и в местах возможного обрушения грунта следуетпредусматривать прокладку с заглублением ниже плоскости скольжения иливозможного обрушения и обеспечением требуемой глубины заглубления газопроводана случай проявления воздействия грунта по трассе газопровода.

6.9.3.Прокладку газопровода следует предусматривать на глубину не менее 0,5 м нижевозможного размыва водой при 5% обеспеченности или перемещения грунта.

6.9.4. Вгорных районах допускается надземная прокладка. Следует предусматриватьзащитные мероприятия по отводу селевых потоков, горных паводков, снежных лавин,оползневых явлений, сдвига и обрушения грунта, а также обеспечивать отводповерхностных вод.

6.9.5. Прирасчете трубопроводов на прочность следует учитывать напряжения, возникающие отперемещений газопроводов, вызванных крутизной склона и предусматривать принеобходимости компенсаторы и неподвижные опоры.

6.9.6. Приподземной прокладке газопроводов следует предусматривать планировку траншеи собеспечением продольного уклона не более 15° или выполнение дополнительныхмероприятий против сдвига газопровода и засыпки траншеи.

6.9.7. Дляпредохранения изоляционного покрытия газопроводов в скальных грунтах илидругих, имеющих крупные включения, в проекте следует предусматривать удалениезазубрин грунта и устройство постели из крупно- или среднезернистого пескатолщиной не менее 0,2 м с подбивкой и присыпкой газопровода толщиной не менее0,2 м.

6.9.8. Укладкугазопровода следует предусматривать только на несущий грунт.

6.9.9. Работыв горных условиях следует выполнять в период наименьшей вероятности появленияна участках производства работ селевых потоков, горных паводков, камнепадов,продолжительных ливней и снежных лавин.

6.9.10. Напериод строительства участков газопровода, где возможны такие условия, следуетсоздавать службы оповещения, аварийно-спасательную и другие.

6.9.11. Разработкатраншей на продольных уклонах должна выполняться в соответствии с планомпроизводства работ.

6.9.12. Научастках трассы, пересекающих горные реки, русла и поймы селевых потоков, недопускается разработка траншей, вывозка и раскладка труб в задел.

6.9.13. Припоявлении оползневых или обвальных процессов, получении подтверждений овозможности селевых потоков, горных паводков и других неблагоприятных явлений,строительство необходимо прекратить.

6.9.14.Вывозка труб до разработки траншей не допускается.

6.9.15. Приработах по очистке, изоляции и укладке газопровода в траншею при продольныхуклонах свыше 15° следует разрабатывать меры против смещения газопровода.

6.9.16. Сборкуи сварку труб на продольных уклонах до 20° следует проводить снизу вверх посклону, при большей крутизне - на промежуточных горизонтальных площадках споследующим протаскиванием подготовленной плети газопровода.

6.9.17.Организациям, эксплуатирующим газопроводы, следует иметь службы, задачакоторых:

решениеорганизационно-технических вопросов защиты газопровода от селевых потоков,горных паводков, снежных лавин, оползневых явлений, обрушение грунта;

сбор данных,по прогнозированию неблагоприятных воздействий на трассу газопровода иразработка совместно с проектной организацией мероприятий по предупреждению ихвоздействия на газопровод;

осуществлениепостоянного контроля за сохранностью сооружений, предусмотренных для защитытраншеи газопроводов от размыва, за сползанием засыпки траншеи, а также самогогазопровода.

6.9.18.Внеочередной обход трассы газопровода следует производить получения информациио возможности появления на участке трассы газопровода селевых потоков, горныхпаводков и других неблагоприятных явлений, а также после их окончания.

**6.10. ПЕРЕСЕЧЕНИЕ БОЛОТ**

6.10.1. При подземнойпрокладке газопровода на болотах 1 типа следует предусматривать заглублениегазопровода на глубину не менее 0,8 глубины промерзания, но не менеепредусмотренной для обычных условий.

При надземнойпрокладке газопровода на болотах II-III типов укладку его следуетпредусматривать на минеральный грунт.

6.10.2.Наземная прокладка газопроводов допускается на всех типах болот, на болотах IIIтипа - при наличии специальной техники. Прокладка газопроводов должнапредусматриваться, как правило, прямолинейной с минимальным числом поворотов.Повороты следует, как правило, обеспечивать за счет упругого изгибагазопровода.

6.10.3. Припроектировании наземной прокладки газопровода во избежание размыва обвалованияи подмыва газопровода необходимо предусматривать водопропускные сооружения(трубы, лотки, канавы), а также учитывать дополнительные напряжения, вызываемыеосадкой торфяной залежи под трубой и в результате осушения болота.

6.10.4.Изоляцию подземных и наземных газопроводов в обваловании следует выполнять сприменением устойчивой изоляции.

6.10.5.Надземная прокладка газопроводов допускается на всех типах болот при наличиисваебойной техники, а на болотах III типа - также специальной техники.

6.10.6.Балластировку газопровода при прокладке на болотах следует выполнять винтовымианкерами, закрепленными в материк или другими способами, обеспечивающимиустойчивость газопровода.

6.10.7. Приустройстве лежневых или отсыпанных из грунта дорог для обслуживания трассыгазопровода на болотах II-III типов следует предусматривать высоту отсыпки сучетом осадки торфа под воздействием нагрузок.

6.10.8.Производство земляных работ следует производить в зимний период послезамерзания верхнего торфяного покрова, с учетом мероприятий по уменьшениюпромерзания грунта на полосе разрытия траншеи.

6.10.9. Пристроительстве следует использовать в проекте:

для подземныхгазопроводов укладку бермы с траншеи или лежневой дороги; сплавом;протаскиванием по дну траншеи;

для наземныхгазопроводов укладку в насыпь, отсыпаемую по дерновому слою болота.

6.10.10. Наобводненных участках трассы допускается укладка газопровода непосредственно наводу с последующим погружением до проектных отметок и закреплением.

6.10.11. Дляустройства основания и засыпки наземного в обваловании и подземного газопроводовне допускается использовать мерзлый грунт с комьями размером более 50 мм впоперечнике, снег, лед.

6.10.12.Засыпку газопроводов, уложенных в траншею, следует выполнять в соответствии спроектом производства работ в зависимости от типов болот.

6.10.13.Траншеи следует засыпать сразу после окончания изоляционно-монтажных работ впрохладное или холодное время суток.

6.10.14.Сварочные работы, как правило, в летний период следует выполнять натрубозаготовительных 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 должныприниматься в соответствии с проектом и планом производства работ в зависимостиот типа болота, мощности торфяной залежи, уровня грунтовых вод, методовпрокладки, времени проведения работ.

6.10.17.Надземную прокладку газопроводов следует выполнять на сваях, забиваемых вматериковый грунт сваебойным оборудованием.

6.10.18. Приобходе трассы газопроводов следует контролировать состояние дорог,предусмотренных для обслуживания газопроводов.

**6.11. ЗАСОЛЕННЫЕ ГРУНТЫ**

6.11.1. Впроектах расчет газопроводов на прочность проводится с учетом осадки, в связи снеравномерностью замачивания основания, схемы фильтрационного потока,неоднородности распределения солей в грунтах. Проектирование следует выполнятькак для обычных незасоленных грунтов при отсутствии возможности замачиваниягрунтов, незначительных осадках грунта при выщелачивании солей, в остальныхслучаях - как для просадочных грунтов.

6.11.2. Дляпрокладки газопроводов в засоленных грунтах, преимущественно, применятьполиэтиленовые трубы.

6.11.3.Строительство должно выполняться аналогично строительству на просадочныхгрунтах. Верхний слой засоленного грунта толщиной не менее 5 см должен бытьудален 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 изменениягидрогеологических условий, замачивания, а также за счет разложенияорганических включений.

Если насыпныегрунты обладают просадочными, набухающими свойствами прокладку газопроводовследует предусматривать с учетом требований, предусмотренных для этих грунтов.

Если насыпныегрунты имеют содержание органического вещества J\_om больше 0,1 следуетпредусматривать полную или частичную прорезку этих грунтов; уплотнение грунтовс помощью трамбовки или намывного грунта.

Засыпку пазухфундаментов допускается предусматривать местными грунтами при отсутствии в немкрупных включений, грунтов с низкой несущей способностью (торф, сапропели, ил идр.).

6.12.2.Допускается не учитывать дополнительную осадку подстилающих грунтов придавности отсыпки насыпей из песков и шлаков более двух лет и пылевато-глинистыхгрунтов, золошлаков пяти лет.

6.12.3.Прокладку наземных газопроводов следует предусматривать с разработкойаналогичных мероприятий, предусмотренных для данной прокладки на болотах.

6.12.4.Опирание фундаментов опор непосредственно на поверхность сильнозаторфованныхгрунтов, торфов, слабоминеральных сапропелей и илов предусматривать недопускается.

6.12.5. Приналичии пучинистых, просадочных, набухающих грунтов следует выполнятьмероприятия, предусмотренные для данных типов грунтов.

6.12.6. Пристроительстве в неслежавшихся насыпных грунтах следует после отрывки траншеиоснования тщательно уплотнять на глубину, предусмотренную проектом, сдоведением объемного веса скелета грунта на нижней границе уплотненной толщи до1,6 г/см3.

6.12.7. Пристроительстве в грунтах с наличием крупных частиц, вкраплений скальных грунтов,кирпичей, металла следует устраивать подушку из песка (кроме пылеватого имелкозернистого) толщиной не менее 0,2 м.

6.12.8. Пригрунтах с низкой несущей способностью и содержанием органических веществ J\_omбольше 0,1 следует производить забивку свай в материковый грунт (отказ свайдолжен не превышать проектный), устройство распределительной подушки изгнилостойких материалов с предварительным уплотнением основания на глубину,предусмотренную проектом, замену грунта.

6.12.9. Пристроительстве наземных газопроводов на не слежавшихся насыпных грунтах следуетперед отсыпкой провести уплотнение грунта под основанием отсыпки на глубину,указанную в проекте.

**7. ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ (ТЭС) ИКОТЕЛЬНЫХ**

7.1.Требования раздела распространяются на газопроводы и газовое оборудованиекотельных агрегатов тепловых электрических станций с единичной тепловоймощностью более 420 ГДж/ч.

7.2. На каждойтепловой электрической станции, имеющей объекты газового хозяйства, должна бытьсоздана газовая служба (участок) по эксплуатации и ремонту газопроводов игазового оборудования (технических устройств).

7.3. Объемэксплуатационной документации должен соответствовать требованиям настоящихПравил, а также нормативно-техническим документам, учитывающим условия и требованияэксплуатации тепловых электрических станций, согласованным ГосгортехнадзоромРоссии и утвержденным в установленном порядке.

Технологическиесхемы газопроводов должны быть вывешены в помещениях ГРП и щитов управления иливоспроизводиться на дисплее автоматического управления.

7.4. Приэксплуатации газопроводов и газового оборудования должны выполняться:

осмотртехнического состояния (обход);

проверкапараметров срабатывания предохранительных запорных клапанов (ПЗК) ипредохранительных сбросных клапанов (ПСК), установленных в ГРП (ГРУ);

проверкасрабатывания ПЗК, включенных в схемы защит и блокировок котлов;

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

контрользагазованности воздуха в помещениях ГРП и котельном зале (котельной);

проверкаработоспособности автоматических сигнализаторов загазованности в помещениях ГРПи котельного зала (котельной);

проверкасрабатывания устройств технологических защит, блокировок и действиясигнализации;

очисткафильтров;

техническоеобслуживание газопроводов и газового оборудования;

техническоеобслуживание средств защиты газопроводов от коррозии;

включение иотключение газопроводов и газового оборудования в режимы резерва, ремонта иконсервации;

текущийремонт;

проведениережимно-наладочных работ на газоиспользующем оборудовании с пересмотромрежимных карт;

техническоеобследование (техническая диагностика) газопроводов и газового оборудования;

капитальныйремонт;

отключениенедействующих газопроводов и газового оборудования (обрезка с установкойпостоянных заглушек на сварке).

7.5. Осмотртехнического состояния (обход) должен производиться в сроки, обеспечивающиебезопасность и надежность эксплуатации систем газоснабжения, но не реже 1 разав смену для ГРП, внутренних газопроводов котельной и котлов, 1 раза в мес. длянадземных газопроводов и в соответствии с настоящими Правилами для подземныхгазопроводов.

При обходеподтягивание сальников на арматуре и откачка конденсата из дренажных устройствгазопроводов с давлением более 0,3 МПа не допускается.

7.6. Проверкапараметров срабатывания ПЗК и ПСК должна проводиться не реже 1 раза в 6 мес., атакже после ремонта оборудования.

Предохранительныесбросные клапаны в ГРП должны быть настроены на параметры, обеспечивающиеначало их открывания при превышении величины максимального рабочего давления навыходе из ГРП на 15%, а предохранительные запорные клапаны, в том числевстроенные в регулирующие клапаны, при превышении рабочего давления не болеечем на 25%.

При настройкеи проверке параметров срабатывания ПЗК и ПСК не должно изменяться рабочеедавление газа после регулирующих клапанов на выходе из ГРП.

7.7. Проверкасрабатывания ПЗК котлов и горелок должна проводиться перед растопкой котла нагазе после простоя более 3 суток, перед плановым переводом котла на сжиганиегаза, а также после ремонта газопроводов котла.

7.8. Очисткуфильтра необходимо проводить при достижении допустимого значения перепададавления, указанного в паспорте завода-изготовителя.

7.9. Контрользагазованности в помещениях ГРП и котельной должен проводиться стационарнымисигнализаторами загазованности или переносным прибором из верхней зоныпомещений не реже 1 раза в смену.

Приобнаружении концентрации газа необходимо организовать дополнительную вентиляциюи незамедлительные работы по обнаружению и устранению утечки газа.

7.10. Проверкасрабатывания устройств технологических защит и действия сигнализации помаксимальному и минимальному давлению газа в газопроводах проводится в сроки,указанные в инструкциях заводов-изготовителей, но не реже 1 раза в 6 мес.

При проверкене должно изменяться рабочее давление газа в газопроводах.

Проверкаблокировок производится перед пуском котла или переводом его на газообразное топливо.

7.11.Техническое обслуживание газопроводов и газооборудования должно проводиться нереже 1 раза в 6 мес.

К проведениютехнического обслуживания могут привлекаться сторонние организации, имеющиеопыт и возможности выполнения этих работ.

7.12. До началаработ по техническому обслуживанию следует провести проверку рабочей зоныпомещения (котельного зала, ГРП) на загазованность с отметкой в наряде-допуске.

7.13. Притехническом обслуживании ГРП должны выполняться:

проверка ходаи герметичности отключающих устройств (задвижек, кранов), а также герметичностиПЗК и ПСК прибором или мыльной эмульсией;

проверкагерметичности мест прохода сочленений приводов механизмов с регулирующимиклапанами;

проверкагерметичности фланцевых и сварных соединений газопроводов, прибором или мыльнойэмульсией;

осмотр, принеобходимости очистка фильтра;

проверкасочленений приводов механизмов с регулирующими клапанами, устранение люфта идругих неисправностей в кинематической передаче;

продувкаимпульсных линий приборов средств измерений, предохранительно-запорных ирегулирующих клапанов;

проверкапараметров настройки ПЗК и ПСК;

смазкатрущихся частей, подтяжка сальников арматуры, при необходимости их очистка.

7.14. Притехническом обслуживании внутренних газопроводов должны выполняться:

проверкагерметичности фланцевых и сварных соединений газопроводов, сальниковых набивокарматуры приборами или мыльной эмульсией;

подтяжкасальников арматуры, при необходимости очистка;

продувкаимпульсных линий приборов средств измерений.

7.15. Приотключении газового оборудования сезонного действия должны устанавливатьсязаглушки на газопроводах-отводах к ним.

7.16. Текущийремонт газопроводов и газового оборудования должен проводиться не реже 1 раза в12 мес. на отключенном оборудовании и газопроводах с установкой заглушек награницах отключаемого участка со стороны подачи газа.

7.17. Доначала и в процессе выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонтудолжен осуществляться контроль рабочей зоны на загазованность.

Приконцентрации газа в помещении, превышающей 20% нижнего концентрационногопредела распространения пламени, работы должны быть приостановлены.

Послеокончания работ газопроводы должны быть испытаны на герметичность, а послесварочных работ - на прочность и герметичность в соответствии с действующиминормами.

Испытаниядолжны проводиться персоналом, выполнившим ремонтные работы, в присутствииоперативного персонала станции. Результаты испытаний оформляются актом.

7.18. Текущийремонт газооборудования ГРП должен выполняться в соответствии с требованияминастоящих Правил.

7.19. Притекущем ремонте надземных газопроводов производится:

устранениепрогиба, выпучивания, замена и восстановление креплений, опор;

разборка иремонт отключающих устройств (запорной арматуры) не обеспечивающейгерметичность закрытия с притиркой уплотняющих поверхностей;

восстановлениепротивошумового и теплоизоляционного покрытий;

окраскагазопроводов и арматуры (не реже 1 раза в 5 лет);

проверкагерметичности соединений и устранение дефектов, выявленных при осмотретехнического состояния (обходе).

7.20. Притекущем ремонте запорной арматуры должны выполняться:

очисткаарматуры, разгон червяка и его смазка, набивка сальника;

разборказапорной арматуры, не обеспечивающей плотность закрытия затворов с притиркойуплотняющих поверхностей;

проверканаличия смазки в редукторах электроприводов, плотности их корпусов;

проверказатяжки (крепеж) фланцевых соединений, смена износившихся и поврежденных болтови прокладок;

проверкаисправности и ремонт приводного устройства;

при сервисномобслуживании газовой арматуры заводом-изготовителем сроки и объемы работопределяются техническими условиями на изготовление арматуры.

7.21.Пересмотр режимных карт на газовых котлах должен осуществляться спериодичностью не реже 1 раза в 2 года, а также после капитального ремонтакотла, замены газогорелочных устройств.

7.22.Техническая диагностика газопроводов и газового оборудования должна проводитьсяв соответствии с требованиями настоящих Правил.

7.23.Капитальный ремонт газопровода и газового оборудования может быть назначен порезультатам технической диагностики.

Длягазопроводов, подлежащих капитальному ремонту (замене), должна быть составленапроектная документация в соответствии с требованиями, предъявляемыми к новомустроительству.

Капитальныйремонт внутренних газопроводов, газового и котлового оборудования следуетсовмещать.

Сведения окапитальном ремонте должны заноситься в паспорт газопровода (ГРП).

7.24. Всистемах газоснабжения ТЭС не допускается прокладка газопроводов по территориитрансформаторных подстанций и открытых электрораспределительных устройств,складов резервного топлива, галереям подачи резервного топлива, ниже нулевойотметки зданий, а также использование газопроводов в качестве опорныхконструкций и заземлений.

Прокладкавнутренних газопроводов должна быть открытой. Места установки запорной ирегулирующей арматуры должны иметь искусственное освещение.

7.25. Всистемах газоснабжения следует применять стальную арматуру не ниже класса"В" по герметичности.

Способ присоединенияарматуры (сварка, фланцы) определяется проектом.

Горелки,имеющие перемещения в процессе работы котла, допускается присоединять кгазопроводу при помощи металлорукавов или резинотканевых рукавов, рассчитанныхна рабочее давление газа и имеющих соответствующие разрешение на применение исертификат.

7.26. Всистемах газоснабжения (газораспределения) запорная арматура (отключающиеустройства) должны оснащаться электроприводом во взрывозащищенном исполнении:

на вводе вГРП;

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

на входе ивыходе линии редуцирования газа, при оснащении регулирующего клапана (РК)электроприводом;

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

7.27.Управление электроприводом запорной и регулирующей арматуры в ГРП, должноосуществляться с местного щита управления (МЩУ), а также:

для котлов споперечными связями со щита управления одного из котлов (МЩУ) или группы котлов(ГрЩУ);

дляэнергоблоков мощностью менее 800 МВт - с одного из блочных щитов управления(БЩУ);

дляэнергоблоков мощностью 800 МВт и выше - с блочных щитов управления (БЩУ).

7.28. Впомещениях отдельно стоящих зданий на ТЭС с газовым оборудованием (регуляторныйзал ГРП, места размещения узлов учета расхода и очистки газа, МЩУ ГРП) должныустанавливаться сигнализаторы загазованности с выводом светозвукового сигналана щит управления котлов ГрЩУ, БЩУ; МЩУ ГРП и на входе в помещения.

7.29. В ГРПстанций должно обеспечиваться измерение:

давления газана входе и выходе ГРП, а также после каждого регулирующего клапана (РК);

перепададавления на фильтрах очистки газа;

температуры ирасхода газа;

температурывоздуха и загазованности в помещениях регуляторных залов и МЩУ ГРП.

7.30. Напанелях МЩУ, ГрЩУ и БЩУ, относящихся к ГРП, должны находиться:

ключуправления и указатели положения запорной и регулирующей арматуры;

ключ-переключательвыбора места управления запорной и регулирующей арматурой;

светозвуковаясигнализация о работе оборудования и загазованности помещений;

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

приборы,показывающие температуру газа на входе и выходе ГРП;

приборы,показывающие расход газа в каждой точке измерения.

7.31. Наотводе газопровода к котлу внутри здания должна предусматриваться установкадвух отключающих устройств. Первое по ходу газа может выполняться с ручнымприводом; второе с электроприводом должно быть задействовано в схему защитыкотла.

7.32. Нагазопроводе-отводе к котлу после отключающих устройств должныпредусматриваться: фланцевое соединение для установки поворотной или листовойзаглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой;штуцер для подключения продувочного агента; общекотловой ПЗК; врезкагазопровода к ЗЗУ горелок (только для газовых котлов); регулирующие клапаны(основной, растопочный).

При устройствеиндивидуального регулирующего клапана перед каждой горелкой растопочный клапанне обязателен.

7.33. Нагазопроводе перед каждой горелкой котла последовательно должны устанавливатьсядва ПЗК.

Прииспользовании в качестве запорной арматуры двух быстродействующих запорныхклапанов и индивидуального регулирующего клапана перед каждой горелкойустановка общекотлового предохранительного запорного клапана не обязательна.

Допускаетсяустановка одного ПЗК и отключающего устройства с электроприводом (очередностьопределяется проектом) и трубопровода безопасности между ними, при условииустановки общекотлового предохранительного запорного клапана.

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

7.34. Питаниеэлектромагнита ПЗК на постоянном или переменном токе выбирается в проектеисходя из технико-экономического обоснования.

Питание напостоянном токе должно осуществляться от шин аккумуляторной батареи или отбатареи предварительно заряженных конденсаторов, при условии оснащения схемыуправления устройством непрерывного контроля за исправностью цепей.

Питание напеременном токе должно осуществляться от двух независимых источников, приусловии установки блока непрерывного питания.

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

Управление ЗЗУдолжно быть дистанционным со щита управления котлом, а также с площадкиобслуживания управления горелок.

Розжиг факелакаждой горелки котла, работающей на газе, должен осуществляться от стационарноустановленного индивидуального защитно-запального устройства (ЗЗУ).

7.36. Нагазопроводе перед последним отключающим устройством каждой горелки долженпредусматриваться трубопровод безопасности диаметром не менее 20 мм, оснащенныйотключающим устройством с электроприводом.

7.37.Газопроводы котла должны иметь систему продувочных газопроводов с отключающимиустройствами и штуцерами для отбора проб, а также растопочный сброснойгазопровод (при необходимости).

Продувочные газопроводыдолжны быть предусмотрены:

в концекаждого тупикового участка газопровода, включая запальный газопровод;

перед вторымотключающим устройством на отводе к котлу;

перед местомустановки заглушек на газопроводе котла;

перед ПЗКкотла;

перед первымотключающим устройством у горелки (если длина газопровода превышает 2 м);

с обеих сторонсекционного отключающего устройства при кольцевой схеме подвода газа ккотельной.

Диаметрпродувочного газопровода должен определяться расчетом с учетом обеспечения 15-кратногообмена объема продуваемого участка газопровода в течение 1 ч, но быть не менее20 мм.

7.38.Объединение продувочных газопроводов с трубопроводами безопасности, а такжепродувочных газопроводов от участков, разделенных заглушками или регулирующимиклапанами, не допускается.

7.39. На котледолжно предусматриваться измерение:

давления газав газопроводе котла до и после регулирующего клапана;

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

перепададавления воздуха перед горелками и дымовых газов на уровне горелок или вверхней части топки (для котлов, работающих под наддувом);

перепададавления между воздухом в "теплом ящике" и дымовыми газами топки (длякотлов, работающих под наддувом);

давлениявоздуха в общем коробе или воздуховодах по сторонам котла (кроме котлов,работающих под наддувом);

разрежения илидавления дымовых газов вверху топки;

давлениявоздуха перед горелкой за последним отключающим устройством.

7.40.Газифицированный котел должен оснащаться системами (устройствами)технологической защиты:

7.40.1. Наотключение подачи газа в случаях:

невоспламенениефакела первой растапливаемой горелки;

погасаниефакелов всех горелок в топке (общего факела в топке);

отключениевсех дымососов (для котлов с уравновешенной тягой);

отключениевсех дутьевых вентиляторов;

отключениевсех регенеративных воздухоподогревателей;

понижениедавления газа после РК ниже заданного значения (при использовании газа вкачестве основного вида топлива).

7.40.2. Наснижение нагрузки котла до 50% при отключении:

одного из двухдымососов;

одного из двухдутьевых вентиляторов;

одного из двухрегенеративных воздухоподогревателей.

7.40.3. Наотключение подачи газа на горелку при ее невоспламенении или погасании еефакела.

7.41.Газифицированный котел должен быть оснащен блокировками, не допускающими:

открытиеотключающего устройства на газопроводе-отводе к котлу при открытом положениихотя бы одного отключающего устройства перед горелками;

включение ЗЗУи подачу газа к горелкам без предварительной вентиляции топки, газоходов (в томчисле рециркуляционных), "теплого ящика" и воздуховодов в течение неменее 10 мин.;

открытиеобщего запорного устройства на запальном газопроводе к ЗЗУ при открытомположении хотя бы одного первого по ходу газа запорного устройства сэлектроприводом перед любым ЗЗУ;

подачу газа вгорелку в случае закрытия воздушного шибера (клапана) перед горелкой (группойгорелок) или при отключении индивидуального дутьевого вентилятора;

подачу газа вгорелку при отсутствии факела на ЗЗУ;

открытие(закрытие) запорного устройства на трубопроводе безопасности при открытом(закрытом) положении обоих запорных устройств перед горелкой.

7.42. Всистеме газоснабжения (газораспределения) котла должна быть предусмотренасигнализация на:

понижение илиповышение заданного давления газа перед ГРП;

понижение илиповышение заданного давления газа после ГРП;

понижение илиповышение заданного давления газа после РК котла;

понижениезаданного давления воздуха в общем коробе или в воздуховодах перед горелками(кроме котлов, работающих под наддувом);

понижениеперепада давления между воздухом перед горелками и дымовыми газами в верхнейчасти топки или на уровне горелок (для котлов, работающих под наддувом);

понижениеперепада давления между воздухом в "теплом ящике" и дымовыми газамитопки (для котлов, работающих под наддувом);

наличие факелана горелке котла;

наличие факелаЗЗУ горелки;

наличие общегофакела в топке котла;

срабатываниезащит, предусмотренных настоящими Правилами;

загазованностьпомещений регуляторных залов и МЩУ ГРП.

7.43.Выполнение блокировок и защит действующих на останов котла или перевод его напониженную 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 вслучаях разрыва сварных стыков, коррозионных и механических поврежденийгазопровода и арматуры с выходом газа, а также при взрыве, пожаре, непосредственноугрожающих газопроводам и газовому оборудованию.

7.45. Приобнаружении загазованности работы должны быть приостановлены, приняты меры поустранению утечки газа и выполнению мероприятий в соответствии с Планомлокализации и ликвидации аварийных ситуаций, при необходимости Планомвзаимодействия служб различных ведомств.

Лица, неучаствующие в аварийно-восстановительных работах, должны быть удалены изопасной зоны.

7.46.Газоопасные работы должны выполняться в соответствии с требованиями настоящихПравил.

Форманарядов-допусков на производство газоопасных работ может соответствоватьтребованиям нормативных документов для ТЭС, с учетом специфики проводимыхработ.

7.47.Установка заглушек на газопроводах должна производиться на отключенном участкепосле его предварительной продувки воздухом или инертным газом и взятии пробыдля анализа на содержание горючего газа.

Снятиезаглушек на газопроводе должно производиться после проведения контрольнойопрессовки в соответствии с требованиями настоящих Правил.

7.48. Заглушкина газопроводах ГРП при пуске газа после консервации или ремонта должнысниматься после осмотра технического состояния (обхода) газопроводов,проведения технического обслуживания и контрольной опрессовке, а послекапитального ремонта на газопроводе (сварочных работ) после испытания напрочность и герметичность в соответствии с требованиями настоящих Правил.

7.49. Снятиезаглушек на газопроводах котла при его выводе из режима консервации или ремонтадолжно выполняться после осмотра технического состояния котла, проведениятехнического обслуживания и контрольной опрессовке, проверки работоспособноститехнологических защит, блокировок и сигнализации, а также записи ответственноголица в оперативном журнале о готовности котла к растопке.

7.50. До началаработ, связанных с разборкой газовой арматуры, присоединением или ремонтомвнутренних газопроводов, работой внутри котлов, а также при выводе котлов врежим консервации и ремонта отключающие устройства, установленные наответвлениях газопровода к котлу и на газопроводе к защитно-запальнымустройствам горелок, должны быть закрыты с установкой заглушек.

Газопроводыдолжны быть освобождены от газа продувкой воздухом или инертным газом.

7.51. Доначала и в период проведения работ по установке и снятию заглушек должнапроводиться проверка рабочей зоны на загазованность. При предельно допустимойконцентрации газа в воздухе рабочей зоне, превышающей 300 мг/м куб., работыдолжны выполняться в шланговых противогазах.

7.52. Присжигании на ТЭС газа с повышенным содержанием серы продувка газопроводов сжатымвоздухом не допускается.

7.53.Технологические защиты, блокировки и сигнализация, введенные в постояннуюэксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования.

7.54. Вывод изработы технологических защит, блокировок и сигнализации на работающемоборудовании допускается в случаях:

необходимостиотключения, обусловленной производственной инструкцией;

неисправностиили отказе;

периодическойпроверки по графику.

Отключениедолжно выполняться по письменному распоряжению начальника смены в оперативномжурнале с уведомлением технического руководителя станции или лица, егозаменяющего.

7.55.Проведение ремонтных и наладочных работ в цепях защит, блокировок исигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска недопускается.

7.56. Передпуском котла (ремонт, резерв более 3 суток) проверяются исправностьтягодутьевых машин, вспомогательного оборудования, средств измерений идистанционного управления, регуляторов, а также работоспособность защит,блокировок, сигнализации, средств оповещения и оперативной связи, проведенапроверка срабатывания ПЗК котла и горелок с возведением на исполнительныемеханизмы.

При простоекотла менее 3 суток проверке подлежат только средства измерения, оборудование,механизмы, устройства защиты, блокировок и сигнализации, на которыхпроизводился ремонт.

Выявленныенеисправности до розжига котла должны быть устранены. При обнаружениинеисправности средств защиты и блокировок, действующих на останов котла, розжигкотла не допускается.

7.57. Пускгаза в газопровод котла после консервации или ремонта должен производиться привключенных в работу дымососах, дутьевых вентиляторах, дымососах рециркуляции впоследовательности, указанной в производственной инструкции по эксплуатациикотла.

7.58.Продувать газопроводы котла через трубопроводы безопасности или черезгазогорелочные устройства котла не допускается.

7.59. Передрастопкой котла из холодного состояния должна быть проведена при включенных вработу тягодутьевых механизмах предпусковая проверка плотности закрытияотключающих устройств перед горелками котла, включая ПЗК котла и горелок.

Приобнаружении негерметичности затворов отключающих устройств растопка котла недопускается.

7.60.Непосредственно перед растопкой котла и после его останова топка, газоходыотвода продуктов сгорания котла, системы рециркуляции, а также закрытые объемы,в которых размещены коллекторы ("теплый ящик"), должны бытьпровентилированы с включением всех дымососов, дутьевых вентиляторов и дымососоврециркуляции в течение не менее 10 мин при открытых шиберах (клапанах)газовоздушного тракта и расходе воздуха не менее 25% от номинального.

7.61.Вентиляция котлов работающих под наддувом, а также водогрейных котлов приотсутствии дымососа должна осуществляться при включенных дутьевых вентиляторахи дымососах рециркуляции.

7.62. Растопкакотлов должна производиться при работающих дутьевых вентиляторах и дымососах(где предусмотрены).

7.63. Передрастопкой котла, если газопроводы находились не под избыточным давлением,следует определить содержание кислорода в газопроводах котла.

При содержаниикислорода более 1% по объему розжиг горелок не допускается.

7.64. Растопкакотлов, все горелки которых оснащены ПЗК и ЗЗУ, может начинаться с розжигалюбой горелки в последовательности, указанной в инструкции по эксплуатациикотла.

Приневоспламенении (погасании) первой растапливаемой горелки должна бытьпрекращена подача газа на котел и горелку, отключено ее ЗЗУ и провентилированыгорелка, топка и газоходы согласно требованиям настоящих Правил, после чегорастопка котла может быть возобновлена на другой горелке.

Повторныйрозжиг первой растапливаемой горелки должен производиться после устраненияпричин ее невоспламенения (погасания).

В случаеневоспламенения (погасания) факела второй или последующих растапливаемыхгорелок (при устойчивом горении первой) должна быть прекращена подача газатолько на эту горелку, отключено ее ЗЗУ и проведена ее вентиляция при полностьюоткрытом запорном устройстве на воздуховоде к этой горелке.

Повторный еерозжиг возможен после устранения причин ее невоспламенения (погасания).

7.65. Припогасании во время растопки всех включенных горелок должна быть немедленнопрекращена подача газа на котел, отключены их ЗЗУ и проведена вентиляциягорелок, топки, газоходов согласно требованиям настоящих Правил.

Повторнаярастопка котла должна производиться после выяснения и устранения причинпогасания факелов горелок.

7.66. Порядокперевода котла с пылеугольного или жидкого топлива на природный газ долженопределяться производственной инструкцией по эксплуатации котла, утвержденнойглавным инженером (техническим директором) организации.

Примногоярусной компоновке горелок первыми должны переводиться на газ горелкинижних ярусов.

Перед плановымпереводом котла на сжигание газа должна быть проведена проверка срабатыванияПЗК и работоспособности технологических защит, блокировок и сигнализации системгазоснабжения котла с воздействием на исполнительные механизмы или на сигнал вобъеме, не препятствующим работе котла.

7.67. Подачагаза в газопроводы котла должна быть немедленно прекращена оперативнымперсоналом в случаях:

несрабатываниятехнологических защит;

взрыва втопке, газоходах, разогрева (визуально) несущих балок каркаса или колонн котла,обрушении обмуровки;

пожара,угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления,входящих в схему защиты котла;

исчезновениянапряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или навсех контольно-измерительных приборах;

разрушениягазопровода котла.

7.68. Приаварийной остановке котла необходимо прекратить подачу газа на котел и всегорелки котла, их ЗЗУ, открыть отключающие устройства на трубопроводахбезопасности.

Принеобходимости следует открыть отключающие устройства на продувочныхгазопроводах и провентилировать топку и газоходы согласно требований Правил.

7.69. Приплановой остановке котла для перевода в режим резерва должна быть прекращенаподача газа к котлу, горелкам, ЗЗУ с последующим их отключением; открыты отключающиеустройства на трубопроводах безопасности, а при необходимости и на продувочныхгазопроводах, проведена вентиляция топки и газоходов.

По окончаниивентиляции тягодутьевые машины должны быть отключены, закрыты лазы, лючки,шибера (клапана) газовоздушного тракта и направляющие аппараты тягодутьевыхмашин.

7.70. Есликотел находится в резерве или работает на другом виде топлива, заглушки послезапорной арматуры на газопроводах котла могут не устанавливаться.

Допускаетсяизбыточное давление газа в газопроводах котла при работе на другом топливе, приусловии обеспечения плотности закрытия отключающих устройств перед горелкамикотла.

7.71.Наблюдение за оборудованием ГРП, показаниями средств измерений, а такжеавтоматическими сигнализаторами контроля загазованности должен проводиться спомощью приборов со щитов управления котло-турбинного цеха (КТЦ) и водогрейнойкотельной, с местного щита управления ГРП и визуально по месту, при обходах.

7.72.Отключающее устройство перед ПСК в ГРП должно находиться в открытом положении ибыть опломбировано.

7.73.Резервная редуцирующая нитка в ГРП должна быть в постоянной готовности кработе.

Подача газа ккотлам по обводному газопроводу (байпасу) ГРП, не имеющему автоматическогорегулирующего клапана, запрещается.

**8. ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИПРОЕКТИРОВАНИИ, СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОТУРБИННЫХ (ГТУ) И ПАРОГАЗОВЫХ(ПГУ) УСТАНОВОК**

**8.1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

8.1.1. Припроектировании систем газоснабжения ГТУ или ПГУ, средств технологическогоконтроля, автоматизации, сигнализации, защит и блокировок должны учитыватьсятребования настоящих Правил, а также нормативно-технических документов,учитывающих, условия и требования эксплуатации тепловых электрических станций,обеспечивающих их промышленную безопасность, согласованных с ГосгортехнадзоромРоссии и утвержденных в установленном порядке.

8.1.2. Приразработке блока отключающей арматуры газовой турбины следует учитывать, чтоуправление арматурой должно осуществляться от системы управления ГТУ или ПТУ.

8.1.3. Системагазоснабжения ГТУ и ПГУ, как правило, включает:

подводящийгазопровод (ПГП) от ГРС до пункта подготовки газа (ППГ) на территории ТЭС;

пунктподготовки газа (ППГ), включая блоки: редуцирования (компримирования) давлениягаза, в том числе ГРП, узел стабилизации давления (УСД), дожимную компрессорнуюстанцию (ДКС), газотурбинную редукционную станцию (ГТРС), очистки, осушки,подогрева, измерения расхода;

наружныегазопроводы от пункта подготовки газа (ППГ) до зданий и сооружений, в которыхразмещены ГТУ и ПГУ;

блокиотключающей арматуры газовых турбин;

внутренниегазопроводы ГТУ и ПГУ.

8.1.4. Наподводящем газопроводе от ГРС должно быть предусмотрено отключающее устройствос электроприводом, управляемым из главного корпуса ТЭС, располагаемое как натерритории электростанции, так и вне ее на расстоянии от 5 м до 20 м от оградыТЭС.

8.1.5.Проектом должен быть предусмотрен автоматический пуск (останов) газовойтурбины, работающей как автономно, так и с котлами-утилизаторами, входящими всостав ГТУ и ПГУ.

При проектированиив составе ГТУ и ПГУ должно предусматриваться оборудование, обеспечивающееэффективную вентиляцию газо-воздушного тракта. Алгоритмами автоматическогоразворота газовой турбины двигателя до подсинхронных оборотов должнапредусматриваться эффективная вентиляции всего газо-воздушного тракта ГТУ иПГУ.

Выбор пусковыхустройств и продолжительность вентиляции до необходимой кратности долженопределяться исходя из требований мобильности разворота газовой турбины.

8.1.6.Конструкция котлов-утилизаторов не должна иметь застойных зон.

8.1.7.Горелочные устройства, применяемые в системе газоснабжения ГТУ и ПГУ, должныбыть сертифицированы и иметь разрешение Госгортехнадзора России на промышленноеприменение в установленном порядке.

8.1.8. Объемоснащения средствами контроля горелочных устройств и камеры сгорания газовойтурбины должен определяться техническими условиями на поставку ГТУ и настоящимиПравилами.

8.1.9. Подводгаза к горелочным устройствам котлов-утилизаторов, входящих в состав ГТУ и ПГУдолжен выполняться в соответствии с требованиями настоящих Правил.

8.1.10.Вентиляция газо-воздушного тракта газовых турбин и котлов-утилизаторов,входящих в состав ГТУ и ПГУ, при пуске должна обеспечиваться за счет расходавоздуха, проходящего через газовую турбину при вращении ее ротора пусковымустройством.

В газовыхтурбинах могут применяться: теристорные пусковые устройства, воздушныестартеры, электростартеры, турбокомпрессорные стартеры.

8.1.11.Вентиляция газо-воздушного тракта котлов-утилизаторов, входящих в состав ГТУ иПГУ, должна осуществляться тягодутьевыми механизмами.

8.1.12. Дляпроведения вентиляции газо-воздушного тракта ГТУ и ПГУ после останова газовыхтурбин должен использоваться режим холодной прокрутки газовой турбины,осуществляемый при помощи пусковых устройств.

8.1.13.Котлы-утилизаторы и теплообменники, входящие в состав ГТУ или ПГУ савиационными и судовыми газовыми турбинами, должны выполняться, как правило,вертикальными (башенной компоновки) с размещением дымовой трубы над котлом-утилизаторомили теплообменником.

8.1.14.Пусковые устройства газовых турбин, входящих в состав ГТУ и ПГУ скотлами-утилизаторами или теплообменниками должны обеспечивать при непрерывнойвентиляции в течение 5 мин не менее чем шестикратный воздухообмен вентилируемыхобъемов до дымовой трубы.

Установки, накоторых пусковые устройства газовых турбин не обеспечивают выполнения этихусловий, должны оснащаться дутьевыми механизмами.

8.1.15.Пусковые устройства газовых турбин должны обеспечивать при непрерывной вентиляциитрехкратный воздухообмен вентилируемых объемов до дымовой трубы или топочногопространства котлов-утилизаторов с обеспечением скорости в самом широкомсечении газо-воздушного тракта не ниже 0,3 м/с.

8.1.16. Впроектной документации должны быть представлены системы автоматического пуска(останова) газовой турбины. Программы автоматического пуска газовых турбиндолжны позволять осуществление нормальных и ускоренных пусков из каждоготеплового состояния газовой турбины. Система автоматического пуска газовыхтурбин должна включать блокировки, препятствующие выполнению последующего этапапуска до полного завершения предыдущего.

Программысистемы автоматического останова газовых турбин должны включать:

разгрузкутурбины в заданных параметрах по времени;

закрытиерегулирующих, стопорных и предохранительных запорных клапанов по топливу, атакже электрифицированной арматуры на подводе топлива к пламенным трубам камерысгорания турбины и горелкам котла-утилизатора;

вентиляциюгазо-воздушных трактов установки, включая котел-утилизатор;

закрытиешиберов на стороне всасывания и (или) выхлопа ГТУ по окончании вентиляциигазо-воздушных трактов;

открытиезапорных устройств на продувочных газопроводах.

8.1.17. Зданияи помещения (укрытия), в которых располагается оборудование ППГ, а также блокиарматуры газовой турбины следует относить по взрывопожарной опасности ккатегории А, помещения (машинные залы), в которых размещены газовые турбины - ккатегории Г. Степень огнестойкости этих помещений должна быть не ниже III.

8.1.18.Устройства автоматики должны быть защищены от воздействия колебаний напряженияпитания. Сигнальные цепи дополнительно должны быть защищены от воздействияиндустриальных помех.

8.1.19.Системы газоснабжения ГТУ и ПГУ должны обеспечивать газовые турбины проектнымдавлением газа перед горелочными устройствами.

Схемыгазоснабжения ГТУ и ПГУ от ГРС могут предусматриваться как совместные (сэнергетическими котлами), так и раздельные в зависимости от места расположенияТЭС и давления газа в месте подключения к магистральному газопроводу.

8.1.20. Привыборе схемы газоснабжения за расчетное давление газа в ПГП принимаетсяминимальное давление на границе ТЭС с учетом сезонных и суточных колебаний, ноне ниже 0,3 МПа.

В зависимостиот значения расчетного давления газа в ПГП схемы подачи газа к газовымтурбинам, работающим как автономно, так и в составе ГТУ и ПГУ, возможны сдожимающими компрессорами и без них.

8.1.21.Дожимающие компрессоры должны располагаться в отдельном здании.

Приконтейнерной поставке допускается их размещение в пристройках к зданию главногокорпуса.

Размещение вмашинном зале ГТУ дожимающих компрессоров не допускается.

8.1.22.Подводящие газопроводы от ГРС или от магистральных газопроводов до площадкиТЭС, независимо от давления транспортируемого газа, следует прокладывать, какправило, подземно.

8.1.23. Подачугаза от магистральных газопроводов (или ГРС) на ТЭС, как правило, следуетпредусматривать по одному трубопроводу без резерва. При эксплуатациигазотурбинных и парогазовых установок в базовом режиме подача газа на ТЭС отмагистральных газопроводов должна предусматриваться по двум трубопроводам отодной ГРС. В случае отсутствия хозяйства жидкого топлива в системе ГТУ и ПГУ иработы ГТУ или ПГУ в базовом режиме подачу газа на ТЭС следует предусматриватьпо двум трубопроводам от одной ГРС, подключенной к двум независимыммагистральным газопроводам.

Прокладкагазопроводов в селитебной зоне городских и сельских поселений с давлением свыше1,2 МПа не допускается.

8.1.24. Натерритории ТЭС, как правило, следует предусматривать комплексныйобщестанционный пункт подготовки газа (ППГ).

8.1.25.Аппараты в каждой ступени очистки газа предусматриваются с 50%-ным резервом. НаПГП к блоку очистки газа следует предусматривать запорное устройство сэлектроприводом, управляемым с МЩУ ППГ.

8.1.26.Технологическая схема редуцирования давления газа в ГРП должна выполняться споперечными связями и содержать дополнительные защитные устройства (ПСК, ПЗК),обеспечивающие надежную работу оборудования системы газоснабжения. Количестворедуцирующих ниток определяется пропускной способностью выбранного оборудованияи арматуры и рекомендуется предусматривать с 50%-ным резервом, но не менеедвух.

8.1.27.Технологическая схема дожимной компрессорной станции (ДКС) может быть какобщестанционной, так и блочной.

8.1.28.Производительность общестанционной ДКС должна рассчитываться на максимальныйрасход газа на ГТУ, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно, по расходугаза для летнего режима.

8.1.29. Присуммарном расходе газа до 300 тыс. м3/ч может сооружаться однаобщестанционная ДКС. При больших расходах газа должны сооружаться две ДКС иболее.

При суммарномрасходе газа до 50 тыс. м3/ч количество дожимающих компрессоровдолжно быть не менее двух, один из которых резервный. В зависимости от режимаработы ГТУ в энергосистеме при соответствующем обосновании допускаетсяустановка третьего компрессора (на случай ремонта).

При суммарномрасходе газа свыше 50 тыс. м3/ч до 100 тыс. м3/ч и свыше100 тыс. м3/ч до 300 тыс. м3/ч количество дожимающихкомпрессоров должно быть соответственно не менее трех и не менее четырех.

В блочнойкомпрессорной станции независимо от расхода газа дожимающие компрессорыустанавливаются без резерва.

8.1.30.Падение давления газа перед газовыми турбинами за время пуска резервногокомпрессора должно быть в пределах допустимого значения, установленного втехнических условиях завода-изготовителя газовой турбины.

Схемой ДКСдолжна предусматриваться работа компрессоров при нулевом расходе газа нагазовые турбины.

ДКС должнапредусматривать автоматическое регулирование давления газа перед газовымитурбинами.

Дожимающиекомпрессоры должны выбираться с учетом возможности их повторногоавтоматического пуска и оснащаться системами самозапуска электродвигателей.Время срабатывания системы самозапуска должно быть меньше времени выходапараметров за предельно допустимые значения.

Дожимающиекомпрессоры должны оснащаться системами контроля состояния подшипников потемпературе с сигнализацией ее предельных значений и блокировками, отключающимикомпрессоры при превышении этого параметра.

8.1.31. Наотводе газопровода к газовой турбине, работающей автономно или в составе ГТУили ПГУ, по ходу газа должны быть установлены: два запорных устройства, одно изкоторых (первое по ходу газа) с ручным приводом, второе с электрифицированнымприводом; фланцы для установки заглушки с приспособлением для их разжима итокопроводящей перемычкой; штуцер для подвода продувочного агента;расходомерное устройство; предохранительный запорный клапан; механическийфильтр, предотвращающий попадание в ГТУ продуктов внутренней коррозиигазопроводов.

При блочнойсхеме запорное устройство с ручным приводом (первое по ходу газа) может неустанавливаться.

8.1.32. Трассагазопровода должна проходить вдоль проездов и дорог, как правило, со стороны,противоположной тротуару (пешеходной дорожке), и по возможности максимальнообеспечивать самокомпенсацию температурных деформаций газопровода, для чего егоповороты должны делаться, как правило, под углом 90°.

8.1.33.Транзитная прокладка газопроводов не допускается на территории открытыхподстанций и складов ГЖ и ЛВЖ, по стенам зданий категорий А и Б любой степениогнестойкости, по стенам зданий категорий В, Г, Д со степенью огнестойкостиниже 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 бытькак надземным, так и подземным.

8.1.35.Надземные газопроводы могут прокладываться на высоких и низких опорах,эстакадах с использованием несгораемых конструкций.

Допускаетсяпрокладка газопроводов на эстакадах с другими технологическими трубопроводами иэлектрическими кабелями, при этом газопроводы должны размещаться в верхнемярусе эстакады.

8.1.36. Полосаземли, отводимая под трубопровод, должна иметь ширину, равную поперечномугабариту арматурного или иного узла на подземном газопроводе и наибольшей длинетраверсы (ригеля), включая консоли, отдельно стоящих опор или эстакады нанадземном газопроводе. При этом должна быть предусмотрена возможностьбеспрепятственного перемещения пожарной техники и подъемно-транспортныхсредств.

8.1.37.Газопровод должен прокладываться с уклоном, обеспечивающим сток конденсата кместу его выпуска. Уклон, как правило, должен составлять 0,002, если егонаправление по ходу газа, и 0,003, если против.

8.1.38.П-образные компенсаторы при специальном обосновании могут располагаться надавтомобильными дорогами и проездами.

8.1.39. Высотасвободного 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 мпри ширине 1,5 м и более.

8.1.40.Распределительный газопровод должен располагаться вне помещений ГТУ.

При размещениигазовых турбин в общем машинном зале на распределительном газопроводе нарасстоянии не более 50 м до первого отвода к газовой турбине устанавливаетсяэлектрифицированное запорное устройство.

8.1.41.Дополнительные запорные устройства на газопроводах могут устанавливаться вместах, определяемых проектной организацией из условия возможности отключенияустановки от системы газоснабжения.

8.1.42.Расстояние в свету до газопровода по вертикали должно быть не менее:

от покрытияпешеходной дороги 2,2 м;

от покрытияавтомобильной дороги 4,5 м;

от плоскостиголовок рельсов железной дороги 5,5 м.

8.1.43.Надземный газопровод, пересекаемый высоковольтной линией электропередачи,должен иметь защитное устройство, предотвращающее попадание на негоэлектропроводов в случае их обрыва. Защитное устройство должно быть изнесгораемых материалов и конструкций, как правило, металлических, имеющихнадежное заземление.

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

8.1.44.Оголовки продувочных газопроводов и сбросных газопроводов от предохранительныхклапанов, установленных на газопроводах должны располагаться:

с давлениемболее 1,2 МПа, не менее чем на 5 м выше самой высокой точки здания в радиусе 20м от сбросного трубопровода, но не менее 6 м от уровня планировочной отметкиплощадки (земли);

с давлениемменее 1,2 МПа - не менее чем на 1 м выше дефлектора здания или на 2 м вышесветоаэрационного фонаря соседнего (ближе 20 м) здания, но не менее 5 м отземли.

8.1.45.Сбросной трубопровод должен располагаться со стороны здания, противоположнойвоздухозабору. Расстояние от оголовка до мест забора воздуха приточнойвентиляции должно быть не менее 10 м по горизонтали и 6 м по вертикали.

Устройствооголовка сбросного трубопровода должно исключать рассеивание газа ниже плоскостиего размещения и попадание в него атмосферных осадков.

8.1.46.Продувка газового оборудования и газопроводов должна предусматриваться воздухомили инертным газом.

Для подачипродувочного агента проектной организацией должны быть предусмотрены штуцера сзапорными устройствами.

8.1.47.Газовые коллекторы, подводящие газ к ГТУ, должны прокладываться снаружи зданийпо стенам или опорам, располагаться на высоте не менее 4,5 м от уровня земли ине пересекать оконные и дверные проемы.

8.1.48.Расстояния (в свету) между газопроводом и ограждающими конструкциями зданиятепловой электростанции должны быть не менее:

150 мм длятруб диаметром менее 200 мм;

300 мм длятруб диаметром от 200 мм до 500 мм;

500 мм длятруб 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 изаполняться битумом.

8.1.50. Вводыгазопроводов должны предусматриваться в помещении, где находятсягазоиспользующие установки, и прокладываться в местах, удобных для ихобслуживания, осмотра и ремонта.

8.1.51.Расстояния между газопроводом и электропроводами в местах пересечения ипараллельной прокладки принимаются в соответствии с Правилами устройстваэлектроустановок.

8.1.52. Блокизапорной арматуры следует размещать в специальном здании или в пристройке кглавному корпусу здания ТЭС в обогреваемых помещениях, укрытиях (шкафах).

8.1.53. Газопроводот фильтров, установленных на подводе газа, до горелочных устройств газовойтурбины должен быть выполнен из коррозионно-стойкой стали.

8.1.54.Газопроводы должны быть окрашены в желтый цвет в соответствии с требованиямигосударственного стандарта.

8.1.55. Пунктподготовки газа должен обеспечивать очистку газа от взвешенных частиц,редуцирования и (или) компремирования газа, его подогрев, осушку и измерениерасхода.

Техническиесредства для этих целей следует использовать в виде блоков комплектной заводскойпоставки.

8.1.56.Технические средства для подготовки газа могут размещаться в зданиях(укрытиях), в контейнерах (блочного исполнение) и на открытом воздухе. Площадкаразмещения ППГ должна ограждаться.

При блочномисполнении они, как правило, размещаются вблизи здания ГТУ или примыкаютнепосредственно к зданию ГТУ. В этом случае расстояния от ППГ до здания ГТУ ненормируются.

8.1.57. Приразработке генерального плана ТЭС следует располагать ППГ как можно ближе кограждению площадки электростанции и месту ввода ПГП.

Расстояниямежду зданиями (укрытиями) и сооружениями в пределах ППГ не нормируется.

8.1.58.Очистку газа от твердых частиц и капельной жидкости следует предусматривать,как правило, в циклонных пылеуловителях с автоматическим сливом жидкости врезервуар вместимостью, определяемой из условия ее заполнения в течение 10суток, но не менее 10 м3.

8.1.59. Линииредуцирования и газопроводы на длине не менее 20 м после регулирующих клапановследует проектировать с вибро-шумопоглощающей изоляцией

8.1.60.Производственные помещения и помещения управления ППГ с площадью более 60 м2должны иметь запасной выход, расположенный с противоположной стороны основному.Запасной выход должен быть наружу здания.

**8.2. ТРЕБОВАНИЯ К ТРУБАМ, АРМАТУРЕ, ПРИВОДАМИ ДРУГИМУСТРОЙСТВАМ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

8.2.1. Всистемах газоснабжения ГТУ и ПГУ должны применяться стальные бесшовные иэлектросварные прямошовные трубы, изготовленные из спокойных углеродистых инизколегированных сталей.

Величинасодержания углерода в марках стали не должна превышать 0,24%, а величинаэквивалента углерода для углеродистых и низколегированных сталей не должнапревышать 0,46%.

8.2.2. Маркастали для газопроводов должна выбираться в зависимости от рабочих параметровтранспортируемого газа и расчетной температуры наружного воздуха в районестроительства.

8.2.3. Трубыстальные бесшовные и электросварные следует применять по государственнымстандартам или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

8.2.4. Трубыдолжны иметь сварное соединение равнопрочное основному металлу трубы. Сварныешвы должны быть плотными, непровары и трещины любой протяженности и глубины недопускаются.

8.2.5.Значения ударной вязкости для газопроводов должны быть: при толщине стенки от 6до 10 мм для основного металла труб не ниже 29,4 Дж/см2, длясварного соединения труб - не ниже 24,5 Дж/см2, при толщине стенкисвыше 10 до 15 мм включительно - соответственно не ниже 39,2 Дж/см2и не ниже 29,4 Дж/см2.

Ударнуювязкость на образцах Менаже следует определять при температуре минус 40°С.

Расчет напрочность газопроводов должен производиться по методике, утвержденной вустановленном порядке.

8.2.6. Детали,блоки, сборочные единицы трубопроводов, опоры и подвески для газопроводов надавление до 4,0 МПа следует применять в соответствии с нормативно-техническойдокументацией для трубопроводов тепловых электростанций, утвержденной вустановленном порядке.

Длягазопроводов на давление более 4,0 МПа следует применять детали и сборочныеединицы из углеродистых сталей, рассчитанных на давление не менее 6,3 МПа всоответствии с нормативно-технической документацией, утвержденной вустановленном порядке, и содержать требования не ниже указанных в строительныхнормах и правилах для магистральных газопроводов.

8.2.7. Проектыпроизводства работ по строительству газопроводов должны содержать требования понеразрушающему контролю сварных соединений в объеме 100%.

8.2.8. Длякомпенсации температурных деформаций газопровода следует использоватьсамокомпенсацию за счет поворотов и изгибов его трассы или предусматриватьустановку П-образных компенсаторов.

8.2.9. Нагазопроводах следует применять стальную, приварную арматуру не ниже класса"А" по герметичности.

8.2.10. Вцелях автоматизации управления процессом запорная арматура в системе газоснабжениядолжна применяться с дистанционно управляемыми приводами.

Запорнаяарматура с электроприводом должна иметь также и ручное управление.

8.2.11.Питание электромагнита ПЗК на постоянном или переменном токе выбирается исходяиз технико-экономического обоснования.

Питание напостоянном токе должно осуществляться от шин аккумуляторной батареи или отбатареи предварительно заряженных конденсаторов, при условии оснащения схемыуправления устройством непрерывного контроля за исправностью цепей.

Питание напеременном токе должно осуществляться от двух независимых источников, приусловии установки блока непрерывного питания.

Время закрытияПЗК не должно превышать 1 сек.

**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 наружныхустановок - к зоне класса В-1г.

Квзрывоопасным зонам следует относить также пространство в пределах 3 м погоризонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединенийтрубопроводов.

8.3.2. Вовзрывоопасных зонах должны устанавливаться взрывозащищенные электрическиемашины, аппараты и приборы в исполнении "повышенной надежности противвзрыва" со степенью защиты оболочки не ниже 1Р54.

Электрооборудованиемонтажных и ремонтных кранов и талей, находящихся во взрывоопасных зонах,должно иметь степень защиты оболочек не ниже 1РЗЗ для зон В-1а и не ниже 1Р44для зон В-1г.

8.3.3.Стационарные светильники, устанавливаемые в зонах В-1а и В-1г, должны иметьисполнение "повышенной надежности против взрыва", переносныесветильники в зоне В-1а должны быть взрывобезопасными, в зоне В-1г -"повышенной надежности против взрыва".

8.3.4. Вовзрывоопасных зонах В-1а должны применяться провода и кабели с медными жилами,во взрывоопасных зонах В-1г допускается применение проводов и кабелей салюминиевыми жилами.

Применениешинопроводов во взрывоопасных зонах В-1г запрещается, во взрывоопасных зонахВ-1а могут применяться шинопроводы с медными изолированными шинами,проложенными в защитных металлических кожухах со степенью защиты не менее 1Р31.

8.3.5.Зануление или заземление электрооборудования установок переменного ипостоянного тока должно выполняться в соответствии с Правилами устройстваэлектроустановок.

8.3.6. Защитаот статического электричества и устройство молниезащиты ППГ должны выполнятьсяв соответствии с требованиями нормативно-технической документации по устройствумолниезащиты зданий и сооружений, утвержденной в установленном порядке.

8.3.7.Площадка ППГ должна иметь наружное электроосвещение. Светильники должны бытьразмещены либо на специально предусмотренных опорах, либо на опорахмолниеприемников. Управление освещением следует предусматривать ручным сраспределительного 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, должнысоответствовать нормативным требованиям.

8.3.9. Системыотопления и вентиляции помещений в зданиях и сооружениях газоснабжения, а такжеглавного корпуса с ГТУ и ПГУ, работающими на природном газе, следуетпроектировать в соответствии с требованиями строительных норм и правил,настоящих Правил и Правил устройства электроустановок.

8.3.10.Температура воздуха в производственных помещениях, где располагается газовоеоборудование, должна выбираться из климатических условий с учетом временипребывания обслуживающего персонала, а также быть в холодный период года - нениже минимального значения, а теплый период года - не выше максимальногозначения, указанного в паспортах завода-изготовителя на оборудование.

8.3.11. Дляпроизводственных помещений категории А следует предусматривать воздушноеотопление, совмещенное с приточной вентиляцией. Допускается применение системводяного отопления с температурой теплоносителя не выше 110°С и отопительнымиприборами с гладкой поверхностью. Электрическое отопление допускаетсяпроектировать с электроприборами во взрывозащищенном исполнении в соответствиис требованиями, предъявляемыми к помещениям класса В-1а.

8.3.12. Прирасчете систем отопления для обеспечения в помещениях допустимой температурыследует учитывать потери тепла через ограждающие конструкции и расход тепла нанагревание приточного воздуха при проектировании вентиляции с естественнымпобуждением. Прокладка трубопроводов систем отопления должна предусматриватьсяоткрытой, все соединения трубопроводов должны быть сварными, арматура должнабыть вынесена из взрывоопасной зоны.

8.3.13. Впомещениях ППГ следует предусматривать общеобменную вентиляцию с естественнымпобуждением в размере не менее трехкратного воздухообмена в час. Системывентиляции с механическим побуждением или смешанные системы вентиляции следуетпроектировать при не обеспечении расчетных параметров воздуха за счетвентиляции с естественным побуждением.

8.3.14. Впомещениях главного корпуса, в которых расположены газовые турбины, следуетпредусматривать общеобменную приточно-вытяжную вентиляцию с механическим илиестественным побуждением в зависимости от принятой схемы вентиляции, но неменее трехкратного воздухообмена в час в пределах каждого энергетическогоблока. Принятая система организации воздухоообмена должна исключать возможностьобразования застойных зон в пределах площадок и помещений.

Приопределении воздухообменов по указанным кратностям в расчете объема помещенияили зоны принимаются следующие высоты:

фактическая,если высота помещения или зоны от 4 до 6 м;

6 м, есливысота помещения или зоны более 6 м;

4 м, есливысота помещения или зоны менее 4 м.

При наличииплощадок их площадь следует принимать как площадь пола.

8.3.15. Прирасчете аварийной вентиляции для помещений, в которых возможен выход(поступление) большого количества горючего газов, расход воздуха, необходимыйдля обеспечения промышленной безопасности, определяется в технологической частипроекта. Аварийную вентиляцию следует проектировать с механическим побуждением.Системы аварийной вентиляции должны включаться автоматически при срабатыванииустановленных в помещениях газоанализаторов на 10% нижнего концентрационногопредела распространения пламени.

8.3.16. Впроектах ГТУ и ПГУ должна определяться оценка воздействия на окружающую средуконцентраций вредных веществ (выбросов), производимых при эксплуатацииоборудования ТЭС в целом с учетом организованных и неорганизованных выбросов,включая внутристанционное газовое хозяйство.

8.3.17.Дополнительно должно определяться шумовое воздействие на окружающую среду отредукционных и предохранительных клапанов, компрессоров и других источниковшума.

На ТЭС с ГТУдолжна быть предусмотрена защита от шума (шумоглушители, противошумоваяизоляция) в целях обеспечения уровня шумового воздействия на окружающую среду впределах, соответствующих нормативным документам, утвержденным в установленномпорядке.

**8.4. СТРОИТЕЛЬСТВО И ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ**

8.4.1.Строительство систем газоснабжения ТЭС с ГТУ и ПГУ должно осуществляться всоответствии с требованиями, установленными настоящими Правилами.

8.4.2. Приразмещении ТЭС в районах с сейсмичностью 8 баллов и более дополнительно должныбыть выполнены требования:

газопроводыдолжны прокладываться, как правило, на низких опорах, а в местах пересечения савтодорогами - в полупроходных каналах;

креплениенадземных газопроводов к опорам должно быть свободным, с предохранением отвозможного сброса труб;

эстакадытрубопроводов должны быть удалены от несейсмостойких зданий и сооружений нарасстояние не менее 0,8 высоты указанных зданий и сооружений;

прокладкагазопроводов по стенам несейсмостойких зданий не допускается;

компенсирующаяспособность каждого участка газопровода между неподвижными опорами должнаприниматься на 100 мм больше требуемого по расчету температурного перемещения;

вводгазопровода в несейсмостойкое здание должен быть подземным или туннельным научастке протяженностью не менее 0,8 высоты здания;

отключающаяарматура газопровода должна быть удалена от несейсмостойкого здания нарасстояние не менее 0,8 его высоты.

8.4.3. Пристроительстве газопроводов на ТЭС в сейсмических районах должны учитыватьсятребования соответствующих строительных норм и правил, утвержденных вустановленном порядке.

8.4.4. Приразмещении ТЭС в районах вечномерзлых грунтов дополнительно должны бытьвыполнены требования:

прокладкагазопроводов должна предусматриваться надземной в термоизолированных галереяхили в земляной насыпи;

вводы в зданияи выводы газопроводов из зданий должны предусматриваться только надземными,место перехода подземного газопровода в надземный должно быть удалено от зданияне менее чем на 6 м;

противокоррозионнаязащита газопровода, температура стенок и грунта вокруг которого в процессеэксплуатации ниже минус 5°С, не требуется, в остальных случаях защита должнапредусматриваться в соответствии с требованиями нормативно-техническойдокументации, утвержденной в установленном порядке;

значенияударной вязкости газопроводов на образцах Менаже следует определять всоответствии государственного стандарта при температуре минус 60°С;

применениетруб из углеродистой стали марок 10 и 20 по соответствующему государственномустандарту во внутрицеховых отапливаемых помещениях допускается при условии, чтотранспортировка, погрузочно-разгрузочные работы, хранение труб и монтажтрубопроводов производятся при температуре воздуха не ниже минус 20°С;

применениетруб из стали марок 10 и 20 по соответствующему государственному стандарту длянаружной прокладки в районах строительства с расчетной температурой наружноговоздуха до минус 40°С допускается при условии поставки труб с ударной вязкостьюпри минус 40°С не ниже 29,4 Дж/см2.

8.4.5. Приприемке в эксплуатацию законченных строительством объектов ТЭС с ПГУ и ПГУдолжно быть обеспечено соблюдение требований, установленных настоящимиПравилами.

Дефекты инедоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефектыоборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний,должны быть устранены строительными, монтажными организациями изаводами-изготовителями до начала комплексного опробования.

8.4.6.Комплексное опробование и приемка в эксплуатацию оборудования ГТУ и ПГУ должныпроводиться приемочной комиссией по специальной инструкции (программе).

На периодкомплексного опробования оборудования должно быть организовано круглосуточноедежурство персонала станции, монтажной и наладочной организаций для наблюденияза состоянием технологического оборудования и принятия мер по своевременномуустранению неисправностей и утечек газа.

Персоналстанции должен быть проинструктирован о возможных неполадках и способах ихустранения, а также обеспечен необходимыми схемами и инструкциями, средствамизащиты 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 номинальнойнагрузкой и проектными параметрами газа; успешном проведении 10 автоматическихпусков; проверке соответствия вибрационных характеристик агрегата действующимнормам; проверке эффективности работы системы автоматического регулирования идвукратном опробовании всех защит при постоянной или поочередной работе всеговспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

**8.5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА**

8.5.1. Насистемах газоснабжения ТЭС с ГТУ И ПГУ по графикам, утвержденным техническимруководителем, должны выполняться:

осмотртехнического состояния оборудования (обход);

проверкапараметров срабатывания ПСК и ПЗК, установленных на ППГ;

проверкаработоспособности ПЗК, включенных в схемы защит и блокировок ГТУ и ПГУ;

контрользагазованности воздуха в помещениях ППГ, котельном и машинном залах, а также впомещениях, в которых размещены блоки системы газоснабжения;

проверкадействия автоматических сигнализаторов загазованности воздуха в помещениях ГРП,машинном зале и котельной;

проверкасрабатывания устройств технологической защиты, блокировок и действиясигнализации;

очисткафильтров;

проверкаплотности фланцевых, резьбовых и сварных соединений газопроводов и сальниковыхнабивок арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

включение иотключение газопроводов и газового оборудования в режимы резерва, ремонта иконсервации;

техническоеобслуживание;

текущийремонт;

проведениережимно-наладочных работ на газоиспользующем оборудовании с пересмотромрежимных карт;

техническоеобследование (техническая диагностика) газопроводов и газового оборудования;

капитальныйремонт.

8.5.2.Технологическое оборудование, средства контроля, управления, сигнализации,связи должны подвергаться внешнему осмотру со следующей периодичностью:

технологическоеоборудование, трубопроводная арматура, электрооборудование, средства защиты,технологические трубопроводы - перед началом смены и в течение смены не режечем через 2 часа;

средстваконтроля, управления, исполнительные механизмы, средства сигнализации и связи -не реже 1 раза в сутки;

вентиляционныесистемы - перед началом смены;

средствапожаротушения, включая автоматические системы обнаружения и тушения пожаров -не реже 1 раза в месяц.

8.5.3.Техническое обслуживание газопроводов и газового оборудования ППГ должнопроводиться не реже одного раза в 6 месяцев.

Внутренниегазопроводы ГТУ и ПГУ должны подвергаться техническому обслуживанию не реже 1раза в месяц и текущему ремонту - не реже 1 раза в год. Периодичностькапитальных ремонтов устанавливается с учетом фактического состоянияоборудования.

Техническоеобслуживание и текущий ремонт дожимающих компрессоров, предохранительнойзапорной и регулирующей арматуры с гарантированным сроком эксплуатации можетпроизводиться в соответствии с паспортом (инструкцией) завода-изготовителя.

По истечениигарантийного 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 производствогазоопасных работ.

8.5.5.Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт газопроводов, арматуры итехнологического оборудования должны производиться в соответствии стребованиями настоящих Правил, инструкций заводов-изготовителей по монтажу иэксплуатации оборудования, а также нормативно-технических документов,учитывающих, условия и требования эксплуатации тепловых электрических станций,обеспечивающих их промышленную безопасность, согласованных с ГосгортехнадзоромРоссии и утвержденных в установленном порядке.

8.5.6. Доначала выполнения работ по техническому обслуживанию должен быть проведенконтроль воздуха рабочих зон помещений (ППГ, машзала, котельной) на загазованностьс отметкой результатов анализа в наряде-допуске.

8.5.7. Притехническом обслуживании ППГ должны выполняться:

проверка ходазапорной арматуры и герметичности, герметичности ПСК с помощью приборов илимыльной эмульсии;

проверкаплотности мест прохода сочленений приводных механизмов с регулирующимиклапанами;

проверкаплотности всех соединений газопроводов и арматуры с помощью приборов илимыльной эмульсии;

осмотр и принеобходимости очистка фильтров;

проверкасочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами, устранение люфтов идругих механических неисправностей рычажной передачи;

продувкаимпульсных линий приборов средств измерения, предохранительных запорных ирегулирующих клапанов;

проверканаличия и качества смазки редукторов запорных и регулирующих устройств;

проверкапараметров настройки ПСК;

смазкатрущихся частей и подтягивание (при необходимости) сальников арматуры.

8.5.8. Притехническом обслуживании внутренних газопроводов ГТУ и котлов-утилизаторовдолжны выполняться:

проверка плотностивсех соединений газопроводов, газового оборудования и газовой аппаратуры спомощью приборов или мыльной эмульсии;

осмотрарматуры с ее очисткой (при необходимости);

проверкасочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами, устранение люфтов идругих механических неисправностей рычажной передачи;

смазкатрущихся частей и подтягивание (при необходимости) сальников арматуры;

продувкаимпульсных линий средств измерений.

Техническоеобслуживание может выполняться на действующем оборудовании.

8.5.9. Впроизводственной зоне ППГ должны ежесменно осматриваться технологическоеоборудование, газопроводы, арматура, электрооборудование, вентиляционныесистемы, средства измерений, противоаварийные защиты, блокировки исигнализации, выявленные неисправности своевременно устраняться.

Включение вработу технологического оборудования без предварительного внешнего осмотра(обхода) не допускается.

8.5.10.Параметры настройки регуляторов в ППГ должны соответствовать значениям рабочегодавления газа, указанным в утвержденных технических условиях на поставку ГТУили в паспортных характеристиках ГТУ.

Колебаниядавления газа на выходе допускаются в пределах 10% от рабочего давления.

8.5.11.Предохранительные сбросные клапаны должны быть настроены на параметры, обеспечивающиеначало их открывания при превышении величины максимального рабочего давления навыходе из ППГ не более чем на 15%.

При настройкепараметров срабатывания ПСК не должно изменяться рабочее давление газа послерегулирующих клапанов на выходе из ППГ.

8.5.12. Приэксплуатации ППГ должны выполняться:

осмотртехнического состояния (обход) в сроки, устанавливаемые производственнойинструкцией, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации;

проверкапараметров срабатывания предохранительно-запорных и сбросных клапанов не реже 1раза в 3 месяца, а также по окончании ремонта оборудования;

техническоеобслуживание - не реже 1 раза в 6 месяцев;

текущий ремонт- не реже 1 раза в год, если изготовители газового оборудования неустанавливают иные сроки ремонта;

капитальныйремонт - при замене оборудования, средств измерений, ремонте здания, системотопления, вентиляции, освещения, на основании дефектных ведомостей,составленных по результатам осмотров и текущих ремонтов.

8.5.13. Режимнастройки и проверки параметров срабатывания предохранительных клапанов недолжен приводить к изменению рабочего давление 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;

неисправностиотключающих устройств;

вибрации,посторонних шумов и стуков;

выхода изстроя подшипников и уплотнения;

изменениядопустимых параметров масла и воды;

выхода изстроя электропривода пусковой аппаратуры;

неисправностимеханических передач и приводов;

повышения илипонижения нормируемого давления газа во входном и выходном патрубках.

8.5.16. Маслодля смазки компрессора должно иметь сертификат и соответствовать марке,указанной в заводском паспорте на компрессор (по вязкости, температурамвспышки, 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 стационарнымисигнализаторами загазованности или переносным прибором из верхней зоныпомещений не реже 1 раза в сутки.

Приобнаружении концентрации газа необходимо организовать дополнительную вентиляциюпомещения, выявить причину и незамедлительно устранить утечку газа.

8.5.18.Газопроводы, подводящие газ к агрегатам, при пуске газа должны продуватьсятранспортируемым газом до вытеснения всего воздуха в соответствии стребованиями настоящих Правил.

Продувкадолжна проводиться через продувочные газопроводы в места, предусмотренныепроектом.

8.5.19. Пускгазовой турбины может осуществляться:

из холодногосостояния, при температуре металла корпуса турбины менее 150°С, после монтажаили ремонта;

из неостывшегосостояния, при температуре металла корпуса турбины 150-250°С;

из горячегосостояния, при температуре металла корпуса турбины выше 250°С.

Скоростьповышения температуры газов в проточной части, частоты вращения и наборанагрузки при пуске из каждого теплового состояния не должны превышать значенийзаданных заводом-изготовителем.

8.5.20. ПускГТУ и ПГУ должен производиться с полностью открытыми к дымовой трубе шиберами.Переключение шиберов, розжиг горелок котла-утилизатора допускается только послевыхода газовой турбины на "холостой ход".

8.5.21. Камерысгорания и газо-воздушные тракты ГТУ или ПГУ, включая газоходы,котел-утилизатор, перед розжигом горелочных устройств газовой турбины должныбыть провентилированы (проветрены) при вращении ротора пусковым устройством,обеспечивающим расход воздуха не менее 50% от номинального.

После каждойнеудачной попытки пуска газовой турбины зажигание топлива без предварительной вентиляциигазо-воздушных трактов ГТУ или ПГУ запрещается.

Продолжительностьвентиляции должна быть в зависимости от компоновки тракта и типов газовойтурбины, котла-утилизатора, пускового устройства рассчитана проектнойорганизацией и указана в программе запуска (розжига), а также внесена винструкцию по эксплуатации.

Запорнаяарматура на газопроводе перед горелочным устройством должна открываться послеокончания вентиляции газо-воздушного тракта и включения защитного запальногоустройства.

8.5.22. Еслипри розжиге пламенных труб (газовых горелок) камеры сгорания газовой турбиныили в процессе регулирования произошел отрыв, проскок или погасание пламени,подача газа на газовую горелку и ее запальное устройство должна быть немедленнопрекращена.

К повторномурозжигу разрешается приступить после вентиляции камер сгорания и газо-воздушныхтрактов ГТУ или ПГУ в течение времени, указанного в производственнойинструкции, а также устранения причин неполадок.

8.5.23.Стопорные и регулирующие топливные клапаны газовой турбины должны бытьплотными. Клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, атакже ежедневно на часть хода при работе газовой турбины в базовом режиме.

8.5.24.Проверка герметичности затвора стопорного, предохранительного запорного клапановгазовой турбины должна производиться после капитального и среднего(регламентного) ремонта с визуальным контролем, перед каждым пуском ГТУ, атакже периодически не реже 1 раза в месяц.

8.5.25. ПускомГТУ должен руководить начальник смены, а после капитального и среднего ремонта,проведения регламентных работ - начальник цеха или его заместитель.

8.5.26. Передпуском ГТУ после ремонта или простоя в резерве свыше 3 суток должны бытьпроверены исправность и готовность к включению средств технологической защиты иавтоматики, блокировок вспомогательного оборудования, масляной системы,резервных и аварийных маслонасосов, контрольно-измерительных приборов и средствоперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

8.5.27. ПускГТУ не допускается в случаях:

неисправностиили отключения хотя бы одной из защит;

наличиядефектов системы регулирования, которые могут привести к превышению допустимойтемпературы газов или разгону турбины;

неисправностиодного из масляных насосов или системы их автоматического включения;

отклонения отнорм качества масла, а также при температуре масла ниже установленного предела;

отклонения отнорм качества топлива, а также при температуре или давлении топлива ниже иливыше установленных пределов;

утечки газообразноготоплива;

отклоненияконтрольных показателей теплового или механического состояния ГТУ от допустимыхзначений.

8.5.28. ПускГТУ после аварийного останова или сбоя при предыдущем пуске, если причины этихотказов не устранены, не допускается.

8.5.29. ПускГТУ должен быть немедленно прекращен действием защит или персоналом в случаях:

нарушенияустановленной последовательности пусковых операций;

превышениятемпературы газов выше допустимой по графику пуска;

повышениянагрузки пускового устройства выше допустимой;

непредусмотренного инструкцией снижения частоты вращения разворачиваемого валапосле отключения пускового устройства;

помпажныхявлений в компрессорах ГТУ.

8.5.30.Газотурбинная установка должна быть немедленно отключена действием защит илиперсоналом в случаях:

недопустимогоповышения температуры газов перед газовой турбиной;

повышениячастоты вращения ротора сверх допустимого предела;

обнаружениятрещин или разрыва масло- или газопроводов;

недопустимогоосевого сдвига, недопустимых относительных перемещений роторов компрессоров итурбин;

недопустимогопонижения давления масла в системе смазки или уровня в масляном баке, а такженедопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника илитемпературы любой из колодок упорного подшипника;

прослушиванияметаллических звуков (скрежета, стуков), необычных шумов внутри турбомашин иаппаратов газовой турбины;

возрастаниявибрации подшипников опор выше допустимых значений;

появления искрили дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или генератора;

воспламенениямасла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимисясредствами;

взрыва(хлопка) в камерах сгорания газовой турбины, в котле-утилизаторе или газоходах;

погасанияфакела в камерах сгорания;

недопустимогопонижения давления жидкого или газообразного топлива перед стопорным клапаномгазовой турбины;

закрытогоположения заслонки на дымовой трубе котла-утилизатора или повышения давлениягазов на входе в котел-утилизатор;

исчезновениянапряжения на устройствах регулирования и автоматизации или на всехконтрольно-измерительных приборах;

отключениятурбогенератора вследствие внутреннего повреждения;

возникновенияпомпажа компрессоров или недопустимого приближения к границе помпажа;

недопустимогоизменения давления воздуха за компрессорами;

загоранияотложений на поверхностях нагрева котлов-утилизаторов.

Одновременно сотключением газовой турбины действием защиты или персоналом должен бытьотключен генератор.

8.5.31.Газотурбинная установка должна быть разгружена и остановлена по решениютехнического руководителя электростанции в случаях:

нарушениянормального режима эксплуатации газовой турбины или нормальной работывспомогательного оборудования, при появлении сигналов предупредительнойсигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без останова;

заеданиястопорных, регулирующих и противопомпажных клапанов;

обледенениявоздухозаборного устройства, если не удается устранить обледенение при работеГТУ под нагрузкой;

недопустимогоповышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, камер сгорания,переходных трубопроводов, если понизить эту температуру изменением режимаработы ГТУ не удается;

недопустимогоувеличения неравномерности измеряемых температур газов;

недопустимогоповышения температуры воздуха перед компрессорами высокого давления, а также вслучаях нарушения нормального водоснабжения;

неисправностизащит, влияющих на обеспечение взрывобезопасности;

неисправностиоперативных контрольно-измерительных приборов.

8.5.32. Приаварийном останове ГТУ или ПГУ с котлом-утилизатором необходимо:

прекратитьподачу топлива в камеру сгорания газовой турбины закрытием стопорного клапана,ПЗК и других запорных устройств на газопроводах газовой турбины икотлов-утилизаторов;

открытьпродувочные газопроводы и трубопроводы безопасности на отключенных газопроводахгазовой турбины и котлов-утилизаторов;

отключитьпаровую турбину и генератор, предусмотренные в составе ПГУ.

8.5.33. Послеотключения ГТУ и ПГУ должна быть обеспечена эффективная вентиляция трактов итам, где это предусмотрено, произведена продувка горелок воздухом или инертнымгазом.

По окончаниивентиляции должны быть перекрыты всасывающий и (или) выхлопной тракты.Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остыванииГТУ должны быть указаны в инструкции по эксплуатации.

8.5.34.Запорная арматура на продувочных газопроводах и газопроводах безопасности послеотключения ГТУ должна постоянно находиться в открытом положении.

8.5.35. Передремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом камер сгорания илигазоходов газовое оборудование и запальные трубопроводы должны отключаться отдействующих газопроводов с установкой заглушки после запорной арматуры.

8.5.36.Запрещается приступать к вскрытию турбин, камеры сгорания, стопорного ирегулирующих клапанов не убедившись в том, что запорные устройства на подводегаза к газовой турбине закрыты, на газопроводах установлены заглушки,газопроводы освобождены от газа, арматура на продувочных газопроводах открыта.

8.5.37. Послеокончания ремонта на газопроводах и газовом оборудовании необходимо провестииспытания их на прочность и герметичность в соответствии с требованиямипроекта.

**8.6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ, АВТОМАТИЗАЦИЯ,СИГНАЛИЗАЦИЯ, ЗАЩИТЫ И БЛОКИРОВКИ**

8.6.1.Проектом должно предусматриваться автоматическое управление элементами системыгазоснабжения ГТУ и ПГУ с сохранением возможности дистанционного управления сМЩУ и ЦЩУ (с соответствующим переключением при выборе места управления) иручного управления по месту.

8.6.2. Выполнениеблокировок и защит на останов ГТУ и ПГУ и перевод их на работу с пониженнойнагрузкой должно осуществляться в соответствии с техническими условиямизавода-изготовителя.

8.6.3. Всистеме газоснабжения газовой турбины, работающей в составе ГТУ или ПГУ скотлами-утилизаторами и теплообменными аппаратами, должно быть обеспеченоизмерение:

общего расходагаза на ТЭС;

расхода газана каждую ГТУ или ПГУ;

давления газана входе в ППГ;

температурыгаза на входе в ППГ;

перепададавления газа на каждом фильтре;

давления газана входе в узел стабилизации давления (УСД) и выходе из него;

давления газана выходе из каждой редуцирующей нитки УСД (ГРП);

давления газадо и после каждого дожимающего компрессора (ступени);

уровняжидкости в аппарате блоков очистки газа;

загазованностивоздуха в помещениях ППГ, в застойных зонах машинного зала, где размещены ГТУ,и помещениях, в котором установлены котлы-утилизаторы или теплообменныеаппараты;

давления газаперед стопорным клапаном и за регулирующим клапаном газовой турбины, а также зарегулирующим клапаном и перед горелками котла-утилизатора;

температурыгаза после холодильника;

температурыгаза на выходе из последней ступени компрессора;

температурыподшипников электродвигателей дожимающих компрессоров;

температурыподшипников дожимающего компрессора;

температурыгаза на выходе из каждого охладителя газа (при его наличии);

температуры идавления масла в системе маслообеспечения дожимающих компрессоров;

температуры идавления охлаждающей жидкости на входе в систему охлаждения газа и выходе изнее;

мощности,потребляемой дожимающими компрессорами;

давления газаза компрессором;

давлениявоздуха перед каждой горелкой котла-утилизатора (при наличии дутьевыхвентиляторов);

частотывращения пускового устройства ГТУ;

частоты вращениястартера ГТУ.

8.6.4. Всистеме газоснабжения ГТУ и ПГУ предусматривается технологическая сигнализация:

о повышении ипонижении давления газа перед блоком очистки;

о повышении ипонижении давление газа до и после ППГ;

о повышении ипонижении давления газа в газопроводе перед стопорным клапаном газовой турбины;

о повышенииконцентрации загазованности воздуха в помещениях ППГ, машинного зала,котельной, блоках систем газоснабжения, примыкающих к зданию ГТУ;

о включенииаварийной вентиляции в помещениях установки дожимающих компрессоров;

о повышениитемпературы охлаждающей воды и масла на каждом дожимающем компрессоре;

о повышениитемпературы подшипников электродвигателя дожимающего компрессора;

о повышениитемпературы подшипников дожимающего компрессора;

о повышениитемпературы воздуха в блок-контейнере запорной арматуры газовой турбины;

о повышениитемпературы воздуха в блок-контейнере компрессорного агрегата;

о пониженииуровня масла в масляной системе дожимающего компрессора;

о повышенииуровня жидкости в аппаратах блоков очистки газа;

о повышениитемпературы газа до и после дожимающего компрессора;

о срабатываниисистемы автоматического пожаротушения в помещениях ППГ;

о пониженииуровня масла в масляной системе дожимающего компрессора;

о повышенииуровня жидкости в аппаратах блоков очистки газа;

о повышениивибрации ротора дожимающего компрессора;

о наличиифакела на пламенных трубах камеры сгорания газовой турбины;

о наличиифакела на горелке котла-утилизатора;

о наличиифакела на запальных устройствах газовой турбины;

о наличиифакела (общего) на всех горелках котла-утилизатора;

о срабатываниитехнологических защит.

8.6.5. В ППГсистемы газоснабжения предусматриваются следующие технологические защиты:

срабатываниеПСК при повышении давления газа выше установленного значения на выходе из ППГ ипосле каждого дожимающего компрессора;

отключениеэлектродвигателей дожимающих компрессоров при понижении давления охлаждающейводы и масла ниже установленного значения и повышении температуры охлаждающейводы и масла выше установленного значения;

включениеаварийной вентиляции при достижении концентрации загазованности воздуха впомещениях ППГ 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени.

8.6.6. В ППГсистемы газоснабжения предусматриваются технологические блокировки:

включениерезервной нитки редуцирования (поставленной на автоматический ввод резерва) вслучае понижения давления газа на выходе из блока редуцирования нижеустановленного значения;

включениерезервной нитки редуцирования и отключение рабочей нитки в случае повышениядавления газа на выходе из блока редуцирования выше установленного значения.

При наличиидвойного дистанционного или автоматического управления оборудованием иарматурой должна предусматриваться блокировка, исключающая возможностьодновременного их включения.

8.6.7. Дляпредотвращения взрывоопасных ситуаций ГТУ и ПГУ с котлами-утилизаторами должныоснащаться технологическими защитами, действующими на отключение газовойтурбины при:

недопустимомпонижении давления газа перед стопорным клапаном газовой турбины;

погасании илиневоспламенении факела пламенных труб камеры сгорания;

недопустимомизменении давления воздуха за компрессорами;

возникновениипомпажа компрессоров.

Присрабатывании защиты должны производиться одновременное закрытие стопорных ипредохранительных запорных клапанов, закрытие регулирующих клапанов, запорнойарматуры 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 постояннуюэксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования,на которых они установлены. Ввод технологических защит должен производитьсяавтоматически.

8.6.9. Выводиз работы технологических защит, обеспечивающих взрывобезопасность, наработающем оборудовании запрещается.

Вывод изработы других технологических защит, а также технологических блокировок исигнализации на работающем оборудовании разрешается только в дневное время и неболее одной защиты, блокировки или сигнализации одновременно в случаях:

очевиднойнеисправности или отказа;

периодическойпроверки согласно графику, утвержденному техническим руководителем.

Отключениедолжно выполняться по письменному распоряжению начальника смены в оперативномжурнале с обязательным уведомлением технического руководителя ТЭС.

8.6.10.Проведение ремонтных и наладочных работ в цепях защит, блокировок исигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допусказапрещается.

8.6.11. Работыпо регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийных защит исигнализации в условиях загазованности запрещаются.

**8.7. НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ И СООРУЖЕНИЯ**

8.7.1. Обходнадземных газопроводов должен проводиться не реже 1 раза в месяц в пределахстанции, вне пределов станции - не реже 1 раза в квартал. Выявленныенеисправности должны устраняться.

8.7.2.Эксплуатация и периодичность обхода трасс подземных стальных газопроводов сдавлением до 1,2 МПа должна осуществляться в соответствии с требованияминастоящих Правил в зависимости от технического состояния газопровода.

8.7.3.Эксплуатация подземных стальных газопроводов с давлением свыше 1,2 МПа впределах станции должна осуществляться в соответствии с требованиями настоящихПравил в зависимости от технического состояния газопровода, а также учитыватьтребования нормативно-технических документов для магистральных газопроводов,утвержденных в установленном порядке, но не реже приведенных в[приложении1](http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/11/11527/#i537784).

8.7.4.Периодичность обхода трасс подземных стальных газопроводов-отводов с давлениемсвыше 1,2 МПа за пределами станций должна устанавливаться, в соответствии снормативно-техническими документами для магистральных газопроводов,утвержденными в установленном порядке.

**9. ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ**

9.1. Всездания и сооружения на газораспределительных сетях должны иметь строительныйпаспорт.

По истеченииустановленного срока службы здания или сооружения должны проходить обследованиес целью установлением возможности дальнейшей их эксплуатации, необходимостипроведения реконструкции или прекращения эксплуатации.

9.2.Обследование зданий и целостности строительных конструкций (трещин, обнажениеарматуры, просадки фундамента, снижение несущих способностей перекрытий,разрушение кровли и другие) должно производится также перед реконструкциейтехнологического объекта или изменением функционального назначения здания илисооружения, а также после аварии (взрыв или пожар).

9.3.Обследование зданий и сооружений с целью установления возможности дальнейшей ихэксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращенияэксплуатации проводится с учетом строительных норм и правил, утвержденныхфедеральным органом исполнительной власти в области строительства, в рамкахэкспертизы промышленной безопасности, в порядке, утверждаемом ГосгортехнадзоромРоссии.

9.4. Навходных дверях зданий и сооружений, а также производственных помещений должныбыть нанесены обозначения категории помещений по взрывопожарной и пожарнойопасности и классы взрывоопасности зон.

**10. ГАЗООПАСНЫЕ РАБОТЫ**

10.1. Кгазоопасным работам относятся:

присоединение(врезка) вновь построенных наружных и внутренних газопроводов к действующим,отключение (обрезка) газопроводов;

пуск газа вгазопроводы при вводе в эксплуатацию, расконсервации, после ремонта(реконструкции), ввод в эксплуатацию ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ;

техническоеобслуживание и ремонт действующих наружных и внутренних газопроводов, газовогооборудования ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ, газоиспользующих установок;

удалениезакупорок, установка и снятие заглушек на действующих газопроводах, а такжеотключение или подключение к газопроводам газоиспользующих установок;

продувкагазопроводов при отключении или включении газоиспользующих установок в работу;

обход наружныхгазопроводов, ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ, ремонт, осмотр и проветривание колодцев,проверка и откачка конденсата из конденсатосборников;

разрытия вместах утечек газа до их устранения;

ремонт свыполнением огневых (сварочных) работ и газовой резки (в том числемеханической) на действующих газопроводах, оборудовании ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ.

10.2.Газоопасные работы должны выполняться бригадой рабочих в составе не менее 2человек под руководством специалиста.

Газоопасныеработы в колодцах, туннелях, коллекторах, а также в траншеях и котлованахглубиной более 1 м должны выполняться бригадой рабочих в составе не менее 3человек.

10.3.Проведение ремонтных работ без применения сварки и газовой резки нагазопроводах низкого давления диаметром не более 50 мм, обход наружныхгазопроводов, ремонт, осмотр и проветривание колодцев (без спуска в них),проверка и откачка конденсата из конденсатосборников, а также осмотртехнического 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. Напроизводство газоопасных работ выдается наряд-допуск установленной формы,предусматривающий разработку и последующее осуществление комплекса мероприятийпо подготовке и безопасному проведению этих работ ([приложение2](http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/11/11527/#i545020)).

10.5. Ворганизации должен быть разработан и утвержден техническим руководителемперечень газоопасных работ, в том числе выполняемых без оформлениянаряда-допуска по производственным инструкциям, обеспечивающим их безопасноепроведение.

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 руководящихработников и специалистов, сдавших экзамен в соответствии с требованияминастоящих Правил и имеющих опыт работы в газовом хозяйстве не менее одногогода.

10.7.Периодически повторяющиеся газоопасные работы, выполняемые, как правило,постоянным составом работающих, могут производиться без оформлениянаряда-допуска по утвержденным производственным инструкциям.

К такимработам относятся обход наружных газопроводов, ГРП (ГРПБ), ШРП и ГРУ, ремонт,осмотр и проветривание колодцев; проверка и откачка конденсата изконденсатосборников; техническое обслуживание газопроводов и газовогооборудования без отключения газа; техническое обслуживание запорной арматуры икомпенсаторов, расположенных вне колодцев; обслуживание (технологическое)газоиспользующих установок (котлов, печей и др.).

Указанныеработы должны, как правило, выполняться 2 рабочими и регистрироваться вспециальном журнале с указанием времени начала и окончания работ.

10.8. Пускгаза в газовые сети поселений при первичной газификации, в газопроводы высокогодавления; работы по присоединению газопроводов высокого и среднего давления;ремонтные работы в ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ с применением сварки и газовой резки; ремонтныеработы на газопроводах среднего и высокого давлений (под газом) с применениемсварки и газовой резки; снижение и восстановление давления газа в газопроводахсреднего и высокого давлений, связанные с отключением потребителей; отключениеи последующее включение подачи газа на промышленные производства производятсяпо специальному плану, утвержденному техническим руководителемгазораспределительной организации.

В планеуказываются последовательность проведения операций; расстановка людей;техническое оснащение; мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность;лица, ответственные за проведение газоопасных работ (отдельно на каждом участкеработы) и за общее руководство и координацию действий.

10.9. Каждомулицу, ответственному за проведение газоопасных работ, в соответствии с планомвыдается отдельный наряд-допуск.

10.10. К плануи нарядам-допускам должны прилагаться исполнительная документация (чертеж иликсерокопия исполнительной документации) с указанием места и характерапроизводимой работы.

Перед началомгазоопасных работ лицом, ответственным за их проведение, проверяетсясоответствие документации фактическому расположению газопровода.

10.11. Работыпо локализации и ликвидации аварий на газопроводах производятся безнаряда-допуска до устранения прямой угрозы причинения вреда жизни, здоровью илиимуществу других лиц и окружающей природной среде.

Восстановительныеработы по приведению газопроводов и газового оборудования в техническиисправное состояние производятся по наряду-допуску.

В случае, когдааварийно-восстановительные работы от начала до конца проводятсяаварийно-диспетчерской службой в срок не более суток, наряд-допуск может неоформляться.

10.12.Наряды-допуски на газоопасные работы должны выдаваться заблаговременно длянеобходимой подготовки к работе.

Внаряде-допуске указывается срок его действия, время начала и окончания работы.

Приневозможности окончить ее в установленный срок наряд-допуск на газоопасныеработы подлежит продлению лицом, выдавшем его.

10.13.Наряды-допуски должны регистрировать в специальном журнале установленной [приложением 3](http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/11/11527/#i564756)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, отключениягазопроводов с заваркой наглухо в местах ответвления, хранятся постоянно висполнительно-технической документации на данный газопровод.

10.16. Еслигазоопасные работы, выполняемые по наряду-допуску, производятся в течение болееодного дня, ответственный за их выполнение обязан ежедневно докладывать оположении дел лицу, выдавшему наряд-допуск.

10.17. Командированномуперсоналу наряды-допуски выдаются на весь срок командировки. Производство работконтролируется лицом, назначенным организацией, производящей работы.

10.18. Доначала газоопасных работ ответственный за ее проведение обязанпроинструктировать всех рабочих о технологической последовательности операций инеобходимых мерах безопасности. После этого каждый работник, получившийинструктаж, должен расписаться в наряде-допуске.

10.19. Припроведении газоопасной работы все распоряжения должны выдаваться лицом,ответственным за работу.

Другиедолжностные лица и руководители, присутствующие при проведении работы, могутдавать указания только через лицо, ответственное за проведение работ.

10.20.Газоопасные работы должны выполняться, как правило, в дневное время.

В районахсеверной климатической зоны газоопасные работы производятся независимо отвремени суток.

Работы полокализации и ликвидации аварийных ситуаций выполняются независимо от временисуток под непосредственным руководством специалиста.

10.21. Газопроводы,не введенные в эксплуатацию в течение 6 мес. со дня испытания, должны бытьповторно испытаны на герметичность.

Дополнительнопроверяется работа установок электрохимической защиты, состояние дымоотводящихи вентиляционных систем, комплектность и исправность газового оборудования,арматуры, средств измерений и автоматизации.

10.22.Присоединение вновь построенных газопроводов к действующим производится толькоперед пуском газа.

Всегазопроводы и газовое оборудование перед их присоединением к действующимгазопроводам, а также после ремонта должны подвергаться внешнему осмотру иконтрольной опрессовке (воздухом или инертными газами) бригадой, производящейпуск газа.

10.23.Наружные газопроводы всех давлений подлежат контрольной опрессовке давлением0,02 МПа. Падение давления не должно превышать 0,0001 МПа за 1 ч.

Наружныегазопроводы низкого давления с гидрозатворами подлежат контрольной опрессовкедавлением 0,004 МПа. Падение давления не должно превышать 0,00005 МПа за 10мин.

Внутренниегазопроводы промышленных, сельскохозяйственных и других производств, котельных,а также оборудование и газопроводы ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ подлежат контрольнойопрессовке давлением 0,01 МПа. Падение давления не должно превышать 0,0006 МПаза 1 ч.

Результатыконтрольной опрессовки должны записываться в нарядах-допусках на выполнениегазоопасных работ.

10.24.Избыточное давление воздуха в присоединяемых газопроводах должно сохраняться доначала работ по их присоединению (врезке).

10.25. Еслипуск газа в газопровод не состоялся, то при возобновлении работ по пуску газаон подлежит повторному осмотру и контрольной опрессовке.

10.26. Приремонтных работах в загазованной среде следует применять инструмент из цветногометалла, исключающий искрообразование.

Рабочая частьинструмента из черного металла должна обильно смазываться солидолом или другойаналогичной смазкой.

Использованиеэлектрических инструментов дающих искрение, не допускается.

Обувь у лиц,выполняющих газоопасные работы в колодцах, помещениях ГРП, ГРПБ, ГРУ, не должнаиметь стальных подковок и гвоздей.

При выполнениигазоопасных работ следует использовать переносные светильники вовзрывозащищенном 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 ихотключения, продувки воздухом или инертным газом и установки заглушек недопускается.

До началаработ по сварке (резке) газопровода, а также замене арматуры, компенсаторов иизолирующих фланцев в колодцах, туннелях, коллекторах следует снять(демонтировать) перекрытия.

Перед началомработ проводится проверка воздуха на загазованность. Объемная доля газа ввоздухе не должна превышать 20% от нижнего концентрационного пределараспространения пламени. Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемыхместах.

10.28. Газоваярезка и сварка на действующих газопроводах допускается при давлении газа0,0004-0,002 МПа.

Во времявыполнения работы следует осуществлять постоянный контроль за давлением газа вгазопроводе.

При снижениидавления газа в газопроводе ниже 0,0004 МПа или его превышении свыше 0,002 МПаработы следует прекратить.

10.29.Присоединение газопроводов без снижения давления следует производить сиспользованием специального оборудования, обеспечивающего безопасность работ.

Производственнаяинструкция на проведение работ по присоединению газопроводов без снижениядавления должна учитывать рекомендации изготовителя оборудования и содержатьтехнологическую последовательность операций.

Производственнаяинструкция утверждается в установленном порядке и согласовывается стерриториальным органом Госгортехнадзора России.

10.30.Давление газа в газопроводе при проведении работ следует контролировать поспециально установленному манометру.

Допускаетсяиспользовать манометр, установленный не далее 100 м от места проведения работ.

10.31. Работыпо присоединению газового оборудования к действующим внутренним газопроводам сиспользованием сварки (резки) следует производить с отключением газопроводов иих продувкой воздухом или инертным газом.

10.32.Снижение давления газа в действующем газопроводе следует производить при помощиотключающих устройств или регуляторов давления.

Во избежаниепревышения давления газа в газопроводе избыточное давление следует сбрасыватьна свечу, используя имеющиеся конденсатосборники, или на свечу, специальноустановленную на месте работ.

Сбрасываемыйгаз следует по возможности сжигать.

10.33. Способыприсоединения вновь построенных газопроводов к действующим определяются газораспределительнойорганизацией в соответствии с действующими нормалями.

10.34.Проверка герметичности газопроводов, арматуры и приборов открытым огнем недопускается.

Присутствиепосторонних лиц, применение источников открытого огня, а также курение в местахпроведения газоопасных работ не допускается.

Местапроведения работ следует ограждать.

Котлованыдолжны иметь размеры, удобные для проведения работ и эвакуации рабочих.

Вблизи местпроведения газоопасных работ вывешиваются или выставляются предупредительныезнаки "Огнеопасно - газ".

10.35. Пригазовой резке (сварке) на действующих газопроводах во избежание большогопламени места выхода газа затираются шамотной глиной с асбестовой крошкой.

10.36. Снятиезаглушек, установленных на ответвлениях к потребителям (вводах), производитсяпо указанию лица, руководящего работами по пуску газа, после визуальногоосмотра и опрессовки газопровода.

10.37.Газопроводы при пуске газа должны продуваться газом до вытеснения всеговоздуха.

Окончаниепродувки должно устанавливаться путем анализа или сжиганием отобранных проб.

Объемная долякислорода не должна превышать 1% по объему, а сгорание газа должно происходитьспокойно, без хлопков.

10.38.Газопроводы при освобождении от газа должны продуваться воздухом или инертным газом.

Объемная долягаза в пробе воздуха (инертного газа) не должна превышать 20% от нижнегоконцентрационного предела распространения пламени.

При продувкегазопроводов запрещается выпускать газовоздушную смесь в помещения,вентиляционные и дымоотводящие системы, а также в местах, где существуетвозможность попадания ее в здания или воспламенения от источника огня.

10.39.Отключаемые участки наружных газопроводов, а также внутренних при демонтажегазового оборудования должны обрезаться, освобождаться от газа и завариватьсянаглухо в месте ответвления.

10.40. Взагазованных колодцах, коллекторах, помещениях и вне помещений в загазованнойатмосфере ремонтные работы с применением открытого огня (сварка, резка)недопустимы.

10.41. Привнутреннем осмотре и ремонте котлы или другие газоиспользующие установки должныотключаться от газопровода с помощью заглушек.

10.42. Спуск вколодцы (без скоб), котлованы должен осуществляться по металлическим лестницамс закреплением их у края колодца (котлована).

Для предотвращенияскольжения и искрения при опирании на твердое основание лестницы должны иметьрезиновые "башмаки".

10.43. Вколодцах и котлованах должны работать не более двух человек, в спасательныхпоясах и противогазах. Снаружи с наветренной стороны должны находиться двачеловека для страховки работающих и недопущению к месту работы посторонних лиц.

10.44.Разборка (замена), установленного на наружных и внутренних газопроводахоборудования, должны производиться на отключенном участке газопровода сустановкой заглушек.

Заглушкидолжны соответствовать максимальному давлению газа в газопроводе, иметьхвостовики, выступающие за пределы фланцев, и клеймо с указанием давления газаи диаметра газопровода.

10.45. Набивкасальников запорной арматуры, разборка резьбовых соединений конденсатосборниковна наружных газопроводах среднего и высокого давлений допускается при давлениигаза не более 0,1 МПа.

10.46. Заменапрокладок фланцевых соединений на наружных газопроводах допускается придавлении газа в газопроводе 0,0004-0,002 МПа.

10.47.Разборка фланцевых, резьбовых соединений и арматуры на внутренних газопроводахлюбого давления должна производиться на отключенном и заглушенном участкегазопровода.

10.48. Приремонтных работах на газопроводах и оборудовании в загазованных помещенияхдолжно обеспечиваться наблюдение за работающими и предотвращение внесенияисточников огня.

10.49. Передначалом ремонтных работ на подземных газопроводах, связанных с разъединениемгазопровода (замена задвижек, снятие и установка заглушек, прокладок и др.),необходимо отключить имеющуюся защиту от электрохимической коррозии иустановить на разъединяемых участках газопровода перемычку (если нетстационарно установленных перемычек) с целью предотвращения искрообразования.

10.50.Устранение в газопроводах ледяных, смоляных, нафталиновых и других закупорокпутем шуровки (металлическими шомполами), заливки растворителей или подачи параразрешается при давлении газа в газопроводе не более 0,005 МПа.

10.51.Применение открытого огня для отогрева наружных полиэтиленовых, стальныхсанированных и внутренних газопроводов запрещается.

10.52. Приустранении закупорок в газопроводах должны приниматься меры, максимальноуменьшающие выход газа из газопровода. Работы должны проводиться в шланговыхили кислородно-изолирующих противогазах. Выпуск газа в помещение запрещается.

При прочисткегазопроводов потребители должны быть предупреждены о необходимости отключениягазоиспользующих установок до окончания работ.

10.53.Резьбовые и фланцевые соединения, которые разбирались для устранения закупорокв газопроводе, после сборки должны проверяться на герметичность мыльнойэмульсией или с помощью высокочувствительных газоанализаторов (течеискателей).

10.54.Ответственным за наличие у рабочих средств индивидуальной защиты, их исправностьи применение является руководитель работ, а при выполнении работ, безтехнического руководства - лицо, выдавшее задание.

Наличие иисправность необходимых средств индивидуальной защиты определяются при выдаченаряда-допуска на газоопасные работы.

Приорганизации работ руководитель обязан предусмотреть возможность быстрого выводарабочих из опасной зоны.

Каждый,участвующий в газоопасных работах, должен иметь подготовленный к работешланговый или кислородно-изолирующий противогаз. Применение фильтрующихпротивогазов не допускается.

10.55.Разрешение на включение кислородно-изолирующих противогазов дает руководительработ.

При работе вкислородно-изолирующем противогазе необходимо следить за остаточным давлениемкислорода в баллоне противогаза, обеспечивающем возвращение работающего внезагазованную зону.

Продолжительностьработы в противогазе без перерыва не должна превышать 30 мин.

Время работы вкислородно-изолирующем противогазе следует записывать в его паспорт.

10.56.Воздухозаборные патрубки шланговых противогазов должны располагаться снаветренной стороны и закрепляться. При отсутствии принудительной подачивоздуха вентилятором длина шланга не должна превышать 15 м.

Шланг недолжен иметь перегибов и защемлений.

Противогазыпроверяют на герметичность перед выполнением работ зажатием конца гофрированнойдыхательной трубки.

В подобраномправильно противогазе невозможно дышать.

10.57.Спасательные пояса с кольцами для карабинов испытываются застегнутыми на обепряжки с грузом массой 200 кг, в подвешенном состоянии в течение 5 мин. Послеснятия 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 местобез заеданий.

10.59.Спасательные пояса должны иметь наплечные ремни с кольцом для крепления веревкина уровне лопаток (спины).

Применениепоясов без наплечных ремней запрещается.

10.60.Спасательные веревки должны быть длинной не менее 10 м и испытаны грузом массой200 кг в течение 15 мин. После снятия груза на веревке в целом и на отдельныхнитях не должно быть повреждений.

10.61.Испытание спасательных поясов с веревками и карабинов должны проводиться нереже 1 раза в 6 мес.

10.62.Результаты испытаний оформляются актом или записью в специальном журнале.

10.63. Передвыдачей поясов, карабинов и веревок должен производиться их наружный осмотр.

Пояса иверевки должны иметь инвентарные номера.

**11. ЛОКАЛИЗАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ**

11.1. Для локализациии ликвидации аварийных ситуаций в газовых хозяйствах городских и сельскихпоселений должны создаваться единые при газораспределительных организацияхаварийно-диспетчерские службы (АДС) с городским телефоном "04" и ихфилиалы с круглосуточной работой, включая выходные и праздничные дни.

Допускаетсясоздавать специализированные АДС в подразделениях обслуживающих ГРП (ГРУ), атакже промышленные объекты и котельные.

11.2.Численность и материально-техническое оснащение АДС (филиалов) определяютсятиповыми нормами.

Места ихдислокации определяются зоной обслуживания и объемом работ с учетом обеспеченияприбытия бригады АДС к месту аварии за 40 мин.

При извещениио взрыве, пожаре, загазованности помещений аварийная бригада должна выехать втечение 5 мин.

11.3. Поаварийным заявкам организаций, имеющих собственную газовую службу, АДСгазораспределительных организаций должны оказывать практическую и методическуюпомощь по локализации и ликвидации аварийных ситуаций по договору исогласованному плану взаимодействия.

11.4.Аварийные работы на ТЭС выполняются собственным персоналом.

Участие в этихработах АДС газораспределительных организаций определяется планами локализациии ликвидации аварий.

11.5.Деятельность аварийных бригад по локализации и ликвидации аварий определяетсяпланом взаимодействия служб различных ведомств, который должен быть разработанс учетом местных условий.

Планывзаимодействия служб различных ведомств должны быть согласованы стерриториальными органами Госгортехнадзора России и утверждены в установленномпорядке.

Ответственностьза составление планов, утверждение, своевременность внесения в них дополнений иизменений, пересмотр (не реже 1 раза в 3 года) несет технический руководительорганизации - собственника опасного производственного объекта.

11.6. В АДСдолжны проводиться тренировочные занятия с оценкой действий персонала:

по планамлокализации и ликвидации аварий (для каждой бригады) - не реже 1 раза в 6 мес;

по планамвзаимодействия служб различного назначения - не реже 1 раза в год.

Тренировочныезанятия должны проводиться на полигонах (рабочих местах) в условиях,максимально приближенных к реальным.

Проведениетренировочных занятий должно регистрироваться в специальном журнале.

11.7. Всезаявки в АДС должны регистрироваться с отметкой времени ее поступления,временем выезда и прибытия на место аварийной бригады, характером повреждения иперечнем выполненной работы.

Заявки,поступающие в АДС, должны записываться на магнитную ленту. Срок хранениязаписей должен быть не менее 10 суток.

Допускаетсярегистрация и обработка поступающих аварийных заявок на персональном компьютерепри условии ежедневной архивации полученной информации с жесткого диска надругие носители (дискеты и др.).

Своевременностьвыполнения аварийных заявок и объем работ должны контролироватьсяруководителями газораспределительной организации.

Анализпоступивших заявок должен производиться ежемесячно.

11.8. Приполучении заявки о наличии запаха газа диспетчер обязан проинструктироватьзаявителя о мерах безопасности.

11.9. Аварийнаябригада должна выезжать на специальной автомашине, оборудованной радиостанцией,сиреной, проблесковым маячком и укомплектованной инструментом, материалами,приборами контроля, оснасткой и приспособлениями для своевременной ликвидацииаварий.

При выезде позаявке для ликвидации аварий на наружных газопроводах бригада АДС должна иметьисполнительно-техническую документацию или планшеты (маршрутные карты).

11.10.Ответственность за своевременное прибытие аварийной бригады на место аварии ивыполнение работ в соответствии с планом локализации и ликвидации аварий несетее руководитель.

11.11. Вслучае обнаружения объемной доли газа в подвалах, туннелях, коллекторах,подъездах, помещениях первых этажей зданий более 1% газопроводы должны бытьотключены от системы газоснабжения и приняты меры по эвакуации людей из опаснойзоны.

11.12.Ликвидация утечки газа (временная) допускается с помощью бандажа, хомута илибинта из мешковины с шамотной глиной наложенных на газопровод. За этим участкомдолжно быть организовано ежесменное наблюдение.

Продолжительностьэксплуатации внутреннего газопровода с бандажом, хомутом или бинтом измешковины с шамотной глиной не должна превышать одной смены.

11.13.Поврежденные сварные стыки (разрывы, трещины), а также механические повреждениятела стальной трубы (пробоины, вмятины) должны ремонтироваться врезкой катушекили установкой лепестковых муфт.

Сварные стыкис другими дефектами (шлаковые включения, непровар и поры сверх допустимыхнорм), а также каверны на теле трубы глубиной свыше 30% от толщины стенки могутусиливаться установкой муфт с гофрой или лепестковых с последующей ихопрессовкой.

11.14. Примеханических повреждениях стальных подземных газопроводов со смещением ихотносительно основного положения, как по горизонтали, так и по вертикали,одновременно с проведением работ по устранению утечек газа должны вскрываться ипроверяться неразрушающими методами по одному ближайшему стыку в обе стороны отместа повреждения.

Приобнаружении в них разрывов и трещин, вызванных повреждением газопровода, должендополнительно вскрываться и проверяться радиографическим методом следующийстык.

В случаевыявления непровара, шлаковых включений, пор производится усиление сварногостыка.

11.15. Сварныестыки и участки труб полиэтиленовых газопроводов, имеющих дефекты иповреждения, должны вырезаться и заменяться врезкой катушек с применением муфтс закладными нагревателями. Допускается сварка встык при 100% контроле стыковультразвуковым методом.

Узлынеразъемных соединений и соединительные детали, не обеспечивающиегерметичность, должны вырезаться и заменяться новыми.

Допускаетсяремонтировать точечные повреждения полиэтиленовых газопроводов при помощиспециальных полумуфт с закладными нагревателями.

11.16.Поврежденные участки газопроводов, восстановленные синтетическим тканевымшлангом, заменяются врезкой катушки с использованием специального оборудованиядля проведения работ на газопроводах без снижения давления.

Допускаетсяосуществлять ремонт таких газопроводов аналогично стальным газопроводам.

11.17. Работыпо окончательному устранению утечек газа могут передаваться эксплуатационнымслужбам после того, как АДС будут приняты меры по локализации аварии ивременному устранению утечки газа.

11.18. Недопускается прямое воздействие открытого пламени горелки при резке стальнойоболочки газопровода, реконструированного полимерными материалами.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**Периодичностьобхода 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 |
| **ГАЗОПРОВОДЫ С 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. |
| 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 не устраненными 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 |
| 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 зоне15 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 после50 лет при положительных результатах диагностики | 1 раза в 3 мес. | 1 раза в 3 мес. | 1 раза в 6 мес. |
| 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 С 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 С 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-допускN \_\_\_\_**

**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 \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

  Датаи время окончания работ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

6. Технологическая последовательность основныхопераций 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 следующихосновных мер безопасности

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(перечисляются основные меры безопасности, указываются инструкции,

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

которыми следует руководствоваться)

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 насодержание газа в закрытых

помещениях и колодцах, проведенного передначалом 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 проведениюработ и мерам безопасности

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| N 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 позавершению работ и мерам безопасности

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| N 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 окончаниигазоопасных работ\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(перечень работ, выполненных на объекте, особые замечания,

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись руководителя работ, время и дата закрытия наряда-допуска)

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 скрепленпечатью: \_\_\_\_\_\_ листов

Ф.И.О., должность, подпись

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

**Минимальныерасстояния от объектов, расположенных на территории электростанции, догазопроводов систем газоснабжения ГТУ и ПГУ**

|  |  |
| --- | --- |
|  Объект | Минимальное расстояние (м) от объекта электростанции до газопровода, приложенного |
| 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, безканальная 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 |

ПРИЛОЖЕНИЕ5

**Переченьспециализированных блоков комплексной поставки для систем газоснабжения ГТУ иПГУ ТЭС**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  Блок отработки газа | Способ размещения | Взрывопожарная характеристика места размещения |  Примечание |
| Категория помещения | Класс зоны |
| 1. Блок компримирования |   |   |   |   |
| компрессор | Закрытый | А | В-1а |
| привод компрессора | Закрытый | Г | - |
| 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

**Минимальныерасстояния 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, м3: |   |
| 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 |

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

**Рекомендуемыесистемы вентиляции для установок и помещений систем газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭСс давлением природного газа свыше 1,2 МПа**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование установки, помещение которой оборудуется системой вентиляции | Назначение системы вентиляции |
| Аварийная вентиляция | 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

**Наименьшеерасстояние от газопроводов и сооружений ГТУ и ПГУ до провода высоковольтныхлиний (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) |  |