

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

ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗОПОРТОВ

ПБ 12-529-03

Редакционная комиссия: Б.А. Крайних А.А. Сорокин, А.С. Нечаев, А.А. Фокистов, Е.Н. Кокорев, В.С. Котельников, Т.Н. Хомик, М.А. Мавский А.Н. Миронов, Л.Г. Пискаль, Л.С. Плоский, Р.А. Стандрик, С.Н. Скородумов, В.В. Тарасов, Е. Удовяко, А.В. Цестобитов, А.Л. Црайт

Правила безопасности систем газоснабжения и газопотребления регламентируют требования промышленной безопасности в области газоснабжения и газопотребления природного углеводородного газа (далее -).

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

2-е издание, дополненное. 2006г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Основные термины и определения

В текстах настоящих Правил используются следующие термины и определения:

Газопровод *газопроводная система* - искусственный производственный комплекс, состоящий из организованных и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки подаваемого непосредственно его потребителям.

Газопроводная сеть - технологический комплекс газоснабжительной системы, состоящий из наземных газопроводов (городских, сельских и других поселений), в том числе межпоселковых, от выходящего отключающего устройства газоснабжительной станции (ГРС), или иного источника газа до вводного газопровода объекта газопотребления. В газоснабжительную сеть входят сооружения на газопроводах средств электрохимической защиты, газорегуляторные пункты (ГРП, ГРПБ), шкафовые регуляторные пункты (ШРП), система автоматизированного управления технологическим процессом газоснабжения (АСУ ТПГ).

Нераспределенный газопровод - подземный, наземный и надземный газопровод, оборудованный врезными отключающими устройствами перед вводным газопроводом или до футляра при вводе в подземном исполнении.

Распределенный газопровод - газопровод газоснабжительной сети, обеспечивающий подачу газа от источника газоснабжения до газопровода вводов потребителей газа.

Межпоселковый газопровод - газопровод газоснабжительной сети, проложенный в неопределенной территории поселений.

Газопровод врезной - газопровод места присоединения к распределительному газопроводу отключающего устройства перед вводным газопроводом или футляром при вводе в подземном исполнении.

Вводный газопровод - участок газопровода от установленного снаружи отключающего устройства на вводе в здание при его установке снаружи, до вводного отключающего

газопровод проложенный в футляре через стену здания

Внутриплощадочный газопровод - распределительный газопровод обес печив а ющий пода чу га за от источника га за снаб жения к промышленному потреби телю , находя щий ся в не произ в од ст в е нной территории предприятия .

Внутр иплощадочный газопровод - участок распределительного газопровода (в в од обес печив а ющий пода чу га за к промышленному потреби телю , находя щий ся в нури произ в од ст в е нной территории предприятия .

Идентификационная единица (техническое устройство) - единица промышленной продукции , на которую документация должна соответствовать требованиям государственных стандартов ЕСКД, ЕСТД и ЕСТД , уста на в лив а ющим комплексность и пра в ила оформ ления сопров од итель ной документации . Т ребов а ния строительных норм и пра в ил на конст рукцию изделия и сопров од итель ную документацию не рас простра няются

Расчетное давление - максимальное избыточное давление в газопроводе которое произ в од ится ра сче та проч ность при обоснов а нии основ ных ра зме ров , обес печив а ющих на деж но экс плу та цию в течение ра сче того ресурса .

Расчетный ресурс эксплуатации - суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или в оз об нов ления после ре монт а до перехода в предельное состояние .

Расчетный срок службы - календарная продолжительность от начала эксплуатации или в оз об нов ления после ре монт а до перехода в предельное состояние .

Соединительные детали (фитинги) - элементы газопровода предназначенные для изменения его на пра в ления присоединения , от в ет в лий , соединения участков

Диагностика - область знания , охватывающая методы и средства определения технического состояния объектов (газопроводов сооружений) .

Техническое обслуживание - комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия (технического устройства) при использовании по назначению , о жд а нии , хра нении и тра нспортиров а нии

Ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности работоспособности изделий (газопроводов сооружений) и в осст а нов лению ресурсов изделий или их составных частей

Газорегуляторный пункт (РП) , установочный (РУ) - технологическое устройство , предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях .

Цифровой газорегуляторный пункт (ЦРП) - технологическое устройство в шкафом исполнении , предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях .

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

Взрывоопасные работы - работы выполняемые в газовой среде , или при которых возможен выход газа

Огнеопасные работы - работы связанные с применением открытого огня .

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

Нормированный контроль - определение характеристик материалов без разрушения изделий или изъятия образцов

Аттестация технологий сварки (пайки) - процедура определения показателей характеристик сварных (паяных) соединений труб и соединительных деталей , про водим а я с целью под в ер ждения технических и организационных возможностей организации выполнять по а ттестуемой технологии сварные (паяные) соединения , от в ет а юще требов а ниям нормативно-технической документации .

Область применения аттестации технологий сварки - пределы признания основных причин и параметров испытаний технологии .

Системы газопроводов - имущественный производственный и технологический комплекс , состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов , предназначенных для транспортировки и использования газа в качестве топлива в газопользующем оборудовании

Сеть газопроводов - производственный и технологический комплекс системы газопотребления , включающий в себя сеть в нутренних газопроводов оборудования системы а в том числе безопасности и регулирование процесса сгорания газа газопользующем оборудовании здания и сооружения , размещенные на одной производственной территории

(плот дже).

Изифицированная продукция производства котельная - помещение, где размещены один или более котлов при суммарной тепловой мощности установленных оборудования 360 кВт и более.

Изифицированное производственное помещение, цех - производственное помещение, где размещено газопотребляющее оборудование предназначенное для использования природного газа в качестве топлива с целью применения указанного оборудования в технологическом (производственном) процессе.

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

Закладные эскизы промышленной безопасности - документ, содержащий обоснованные в объеме соответствия или несоответствия объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности.

Охранная зона газораспределительной сети - территория с особыми условиями использования газа на вливаемой вдоль трассы газопроводов в округ других объектов газораспределительной сети в целях обеспечения нормальных условий ее эксплуатации и исключения возможности ее повреждения.

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

Противопожарная защита - устройство в аварийном отключении газа.

Блокировка - устройство, обеспечивающее невозможность пуска газа или включение агрегата на рулении персоналом без обеспечения безопасности.

Сигнализация - устройство, обеспечивающее подачу звуковых оповещений свечением сигнала при достижении предупредительного значения контролируемого параметра.

Режим рвфа - состояние газоиспользующей установки при котором газ сжигается и избыточное давление в газопроводе отсутствует. Запорная рампа отводится газопровода установка может быть в положении "закрыто".

Режим консервации режим ревонти - режим, при котором газопроводы установки обожжены от газа и отключены с установкой глушки.

Изолькоты - котлы, предназначенные для сжигания углеводородных газов.

Продвинутое запорное клапан (ПЗК) - устройство, обеспечивающее прекращение подачи газа, у которого скорость привода при бачке оторганов за крытое положение составляет не более 1 сек.

Продвинутое оброчной клапан (ПСК) - устройство, обеспечивающее защиту газопроводов от недопустимого повышения давления в газопроводах.

"Теплый ящик" - закрываемое пространство опрессовки к котлу, в котором размещены вспомогательные элементы (коллекторы, камеры, входы и выходы электросети и др.).

Газотурбинная установка - конструктивно объединенная совокупность газовой турбины, газовой осеводного проточной системы управления и вспомогательных устройств. В газовой турбине могут входить компрессоры, газовая турбина, пусковой двигатель, генератор, теплообменник и паровая котел-утилизатор для подогрева сетевой воды промышленного снабжения.

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

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

Парогазовая установка - устройство, в котором газораспределительные и конструктивные особенности нагретые газы и перегреваемые пар для работы газовой турбины за счет сжигания органического топлива и утилизации теплоты продуктов сгорания используемых в газовой турбине в качестве рабочего тела, в которую могут входить газовая турбина (ы), генератор (ы), котел-утилизатор с дожиганием или без дожигания, энергетический котел, паровая турбина (ы) типов Р, К, Т.

Газовый проточный - система в газопроводах дымо- и газопроводов в которых газ в турбопечном пространстве газоиспользующей установки

Сварочные аппараты для сварки толстых труб и деталей :

с ручным управлением, на которых сварка производится вручную при выключении или частично в автоматическом контроле за сварочным режимом, с регистрацией результатов контроля журнале производства работ (или) с регистрацией результатов контроля;

со средней степенью автоматизации, на которых сварка производится с использованием компьютерной программы параметров сварки полноточный контроль за режимом сварки с регистрацией результатов контроля в виде протокола;

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

1.1. Федеральные требования к порядку применения

1.1.1. "Правила безопасности систем газоснабжения и газопотребления" (далее - Правила) разработаны в соответствии с постановлением о Федеральном горном и промышленном надзоре России утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 03.12.2001 № 841*, и учитывая требования Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 № 116-ФЗ**, а также других действующих нормативных правовых актов и нормативно-технических документов.

* Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 50, ст. 4742.

** Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3588.

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

* Российская газета от 05.12.2002, № 231.

1.1.3. Настоящие Правила устанавливают дополнительные требования промышленной безопасности к проектированию, строительству, монтажу, реконструкции и эксплуатации систем газоснабжения и газопотребления природными газами используемыми в качестве топлива, а также к применяемому в этих системах оборудованию (техническим устройствам).

1.1.4. Правила распространяются:

на ружья газопроводов одностенных, в том числе жесткосекционные;

на ружья (внутриплощадочные), в том числе газопроводы газопереоборудования (технические устройства), промышленных, сельскохозяйственных и других производств;

на ружья и в том числе газопроводы газопереоборудования (технические устройства) тепловых электрических станций (ТЭС), в том числе внутриплощадочные газопроводы газопереоборудования газотурбинных и парогазотурбинных установок, компрессорных установок подготовки газа в том числе блоки редуцирования и компримирования, очистки, подогрева и дожимающие компрессорные станции;

на ружья и в том числе газопроводы газопереоборудования (технические устройства) районных тепловых станций (РТС), производственных отопительных производственных и отопительных котельных, в том числе отдельно стоящих, встроженных, пристроженных и крышных;

газопереоборудовательные пункты (ГРП), газопереоборудовательные блочные (ГРБ), газопереоборудовательные узлы (ГРУ) и шкафовые регуляторные пункты (ШРП);

средств азотных станций газопроводов одностенных электрохимической коррозии; системы и средства автоматизации и управления линиями технологическими процессами газоснабжения и потребления газа;

здания сооружения газопроводов;

1.1.5. Правила не распространяются:

автомобильные газопереоборудовательные компрессорные станции (АГНКС);

технологические (внутриплощадочные) газопроводы и газосборное оборудование магистральных производств;

* Производства ацетиленовой промышленности, использующие только природный углекислотный газ в качестве топлива, в производственных помещениях.

магистральные газопроводы газопроводы высокого давления в линиях газопроводов выше 1,2 МПа; технологические (внутриплощадочные) газопроводы газосборное оборудование химических, нефтехимических, нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих производств использующих природный газ как сырье;

технологические (внутриплощадочные) газопроводы и газосборное оборудование газодобывающих производств

объекты хранения, транспортировки и использования жидких углекислотных газов (пропан-бутан);

передвижные газопользующие установки так же газосборное оборудование в автомобильного, железнодорожного транспорта, летательных аппаратов и морских судов;

специальные газосборные газопользующие оборудование одного назначения;

экспериментальные газопроводы опытные образцы газосборного оборудования

установки использующие энергию в зрывгазовоздушных смеси или предназначенные для получения специальных газов

внутренние газопроводы газосборное оборудование производственных административных, общественных и бытовых зданий где газ используется для приготовления пищи или обогрева помещений;

системы автоматического отопления и горячего водоснабжения административных, общественных и бытовых зданий с котлами и теплогенераторами, без выработчиков энергии для производственных целей и (или) предоставления услуг при суммарной тепловой мощности установочного оборудования не более 100 кВт.

1.1.6. Деятельность по эксплуатации опасных производственных объектов систем газоснабжения (эксплуатация газопроводов) и газопотребления (эксплуатация в зрывопасных объектов), а также экспертизе промышленной безопасности этих объектов подлежат лицензированию, в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

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

1.1.8. В соответствии со статьей 12 Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 № 116-ФЗ * по какому факту возникновение аварии произошло проводиться техническое расследование причин.

* Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 30, ст. 3588.

Расследование аварии в аварийно происшедшей в соответствии с Положением о порядке технического расследования причин аварии опасных производственных объектов (РД 03-293-99), утвержденном постановлением Госгортехнадзора России от 08.06.99 № 40 и зарегистрированном в Минюсте России 02.07.99 рег. № 1819*.

* Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти 26.07.1999, № 30.

Организация обязана на лицензируемые причины возникновения инцидентов на указанных объектах, принимать меры по устранению их причин и профилактике.

Расследование несчастных случаев на объектах, подконтрольных органам Госгортехнадзора России должно проводиться в соответствии со статьями 227-231 "Трудового кодекса Российской Федерации" * с учетом постановления Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 24.10.2002 № 73 "Об утверждении форм документов, необходимых для расследования несчастных случаев на производстве и Положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях"**, зарегистрированном в Минюсте России 05.12.2002 рег. № 3999.

* Российская газета 31.12.2001, № 256.

** Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти 13.01.2003, № 2, с. 88-

1.1.10. Организация эксплуатирующая опасные производственные объекты систем газоснабжения и потребления газа, обязана зарегистрировать их в государственном реестре в соответствии с "Правилami регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов", утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 24.11.98 № 1371*.

* Российская газета от 01.12.1998, № 228.

1.2. Требования должностными лицами обслуживающему персоналу

1.2.1. Руководители и специалисты, осуществляющие деятельность по проектированию, строительству, монтажу и эксплуатации опасных производственных объектов систем газоснабжения и газопотребления, перечисленных в п. 1.1.4, в ведении технического надзора за строительством, монтажом, наладкой и испытаниями оборудования (технических устройств), изготовлению газопроводов оборудования (технических устройств), экспертизе промышленной безопасности подготовленных документов опасных производственных объектов, должны пройти аттестацию (проверку знаний требований промышленной безопасности на стоящих Правилах или других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, относящихся к компетенции аттестуемых) в объеме, соответствующем должностным обязанностям и установленной компетенции.

Порядок проведения аттестации должен соответствовать требованиям, изложенным о порядке подготовки и аттестации работников организации, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России, утвержденному постановлением Госгортехнадзора России от 30.04.2002 № 21 и зарегистрированному в Минюсте России 31.05.2002 рег. № 3489*.

* Российская газета от 18.06.2002, № 107.

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

1.2.2. Сотрудники перед допуском к выполнению работ должны пройти специальное обучение и проверку знаний по безопасным методам и приемам выполнения работ, а осуществляющие руководство и технический контроль за выполнением работ должны быть аттестованы в соответствии с требованиями Правил аттестации специалистов и специалистов по безопасному производству (ПБ 03-273-99), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 30.10.98 № 63 и зарегистрированных в Минюсте России 04.03.99 рег. № 1721*.

* Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти от 22.03.1999, № 11-12.

Операторы специальных машин и специалисты по безопасному производству работ должны быть аттестованы в установленном Госгортехнадзором России.

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

Специалисты, осуществляющие контроль качества сварочных работ, должны быть аттестованы в соответствии с требованиями Правил аттестации специалистов, осуществляющих контроль (ПБ 03-440-02), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 23.01.2002 № 3 и зарегистрированных в Минюсте России 17.04.2002 рег. № 3378*.

* Российская газета от 29.05.2002, № 94.

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

1.2.4. Учебные программы подготовки руководителей и специалистов, а также экзаменационные билеты в соответствии с требованиями, изложенными о порядке подготовки

а также при работе работников организации осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России, утвержденным постановлением Госгортехнадзора России от 30.04.2002 № 21 и зарегистрированным в Минюсте России 31.05.2002 рег. № 3489*, подвизит соглашения организации с Госгортехнадзором России

* Российская газета 18.06.2002, № 107.

1.2.5. К выполнению работ по допуску работников, специалистов и рабочих обученные технологии проведения работ при использовании средств индивидуальной защиты (противогазы, защитные пояса), способам оказания первой помощи, а также в случае проведения работ в области промышленной безопасности на стоящих в ил

Профессиональные знания может проводиться одновременно с аттестацией и оформлением общего протокола, в котором указывается на личное допуск к выполнению работ по безопасности

Профессиональные навыки отрабатываются на учебных полигонах с действующими работниками оборудования или на рабочих местах с соблюдением мер безопасности по программам, согласованным территориальными органами Госгортехнадзора России

Перед допуском к самостоятельному выполнению работ по безопасности (после проверки знаний) кандидат должен пройти стажировку под наблюдением опытного работника в течение первых десяти рабочих дней.

Стажировка и допуск к самостоятельному выполнению работ по безопасности оформляются решением организации

1.2.6. Подготовка работников проводится в аккредитованных организациях, имеющих подготовку работников и специалистов в области промышленной безопасности, на которую распространяются требования на стоящих в ил

Работники и специалисты со средним (по профилю работы) или высшим техническим образованием могут проходить первичное обучение без дополнительного обучения.

Первичное обучение рабочих безопасным методам и приемам труда, в том числе, допускаемых к выполнению работ по безопасности должно проводиться в аккредитованных организациях (подразделениях организации) за имеющих подготовку кадров в области деятельности, на которую распространяются требования на стоящих в ил

Организация (подразделения организации) за имеющих подготовку кадров в области промышленной безопасности, а также в области деятельности, на которую распространяются требования на стоящих в ил должны располагать необходимым количеством штатных работников специалистами (преподавателями), учебной и методической базой

1.2.7. Аттестация (проведение знаний в области промышленной безопасности на стоящих в ил и других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, относящихся к компетенции аттестуемых в соответствии с их должностными обязанностями и установленной компетенцией) должна проводиться аттестационной комиссией организации участием представителей организации Госгортехнадзора России

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

1.2.9. Аттестация проводится периодически в сроки

работников и специалистов 1 раз в 3 года;

работников (проведение работ по безопасности методов труда и приемов выполнения работ) 1 раз в 12 мес.

Профессиональные знания рабочих должна предоставлять их дополнительная теоретическая подготовка по программам, разработанным с учетом профиля работ и утвержденным техническим работником организации

Лица, ответственные за подготовку кадров предельно обеспечивают территориальные органы Госгортехнадзора России в сроки и месте проведения аттестации в целях обеспечения участия в работе аттестационной комиссии представителей территориальных органов Госгортехнадзора России. Таковы сроки представления информации не менее чем за 5 дней.

Необходимость участия инспектора в комиссии при повторной проверке знаний (аттестации) устанавливается территориальными органами Госгортехнадзора России

1.2.10. Первичная, очередная и внеочередная аттестация (проведение работ по безопасности)

промышленной безопасности на стоящих Пфа в или других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов) проводится в соответствии с Положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России утвержденным постановлением Госгортехнадзора России от 30.04.2002 № 21 и зарегистрированным Минюстом России 31.05.2002 г. № 3489*.

* Российская газета 18.06.2002, № 107.

1.2.11. Результаты экзаменов оформляются протоколом с указанием в нем вклада работ которые могут выполнять лица, прошедшие аттестацию (провфкуз на ний), в том числе в качестве членов аттестационных комиссий.

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

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

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

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

1.2.14. Лица, допустившие нарушения требований промышленной безопасности на стоящих Пфа в или других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов и инструкций по безопасности в течение работы могут быть назначены на очередную проверку знаний

1.2.15. Контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на стоящих Пфа в или других нормативных правовых актов и нормативно-технических документов должен осуществляться в соответствии с Положением о производственном контроле, согласованном территориальным органом Госгортехнадзора России с работодателем с учетом профиля производственного объекта, на основании Пфа в или организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах, утвержденным постановлением Пфа в и в соответствии с Федеральным законом от 10.03.99 № 263*.

* Собранная законодательства Российской Федерации, 15.03.1999, № 11, ст. 1305.

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

1.2.17. Ответственность за организацию осуществления производственного контроля несут руководители организации лица, на которых возложено осуществление производственного контроля

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

* Собранная законодательства Российской Федерации, 28.07.1997, № 30, ст. 3588.

2. ПРОВЕРКА

2.1. Проектирование систем газоснабжения

2.1.1. Проекты на строительство (реконструкцию) систем газоснабжения и газопотребления, их элементов, в том числе газопроводов электрохимической коррозии и производственных работ, выполняемых организациями специализированного назначения с опытом работы в этой области, и нормативно-техническую базу

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

2.1.3. Проекты систем газоснабжения поселений и газопотребления производств должны быть разработаны с учетом требований действующих федеральных строительных норм и правил или других нормативных документов, согласованных Госгортехнадзором России.

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

2.1.5. Разработкой проектной документации на строительство газопроводов должна осуществляться на основании утвержденных в установленном порядке схем газоснабжения поселений.

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

2.1.6. Требования к стоящим в газопроводах сжиженным газам должны соответствовать следующим:

в высококипящих категориях свыше 1,2 МПа на территории тепловых электрических станций к газотурбинным и парогазовым двигателям;

в высококипящих категориях свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа включительно;

в высококипящих категориях свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа включительно;

среднекипящих категориях свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа включительно;

низкокипящих категориях до 0,005 МПа включительно.

2.1.7. Предусмотренные в проектах материалы, газопроводное оборудование (технические устройства), в том числе импортные, должны быть сертифицированы и иметь разрешение Госгортехнадзора России на их применение в соответствии с требованиями постановления о порядке выдачи разрешений на применение технических устройств на опасных производственных объектах, утвержденного постановлением Госгортехнадзора России от 14.06.2002 № 25 и зарегистрированного в Минюсте России 08.08.2002 рег. № 3673*.

* Российская газета 14.08.2002, № 151.

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

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

Проекты должны содержать данные геолого-гидрологических изысканий.

2.1.10. Проектная документация систем газоснабжения и газопотребления до утверждения должна быть согласована как заказчиком газораспределительной организации на соответствие в выдаваемых технических условиях и подкреплено по торжонному согласованию в течение 24 месяцев со дня начала строительства.

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

2.1.12. Технические условия должны включать сведения о точке подключения на газораспределительной сети с указанием места расположения ее в плане, давлении газовой точки подключения, диаметра и материала труб, средств электрохимической защиты (для стального газопровода) также данные о коррозионной агрессивности газов и наличии источников блуждающих токов.

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

2.1.14. Экспертизе промышленной безопасности подлежат проекты:

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

газораспределительных газопроводов в том числе зашиты газопроводов от электрохимической коррозии;

а в том числе технологических процессов газоснабжения поселений;

систем газопотребления промышленных, сельскохозяйственных и других производств тепловых электрических станций (ТЭС), районных тепловых станций (РТС), производственных отопительно-производственных и отопительных котельных, в том числе системы аварийной остановки и регулирования процесса сгорания газа.

2.1.15. Экспертизе промышленной безопасности подлежат здания, в которых размещены газопроводы газопотребляющего оборудования (здания котельных, ГРП, ГРПБ, цехов), а также

сооружения (газоходовых труб). Экспертиза проводится при экспертизе проектной документации, при перепрофилировании здания ранее не предназначавшегося для размещения в нем газоиспользующего оборудования после воздействия на грузокотлава в здании газоиспользующего оборудования также после истечения срока службы.

2.1.16. Для выполнения работ по экспертизе промышленной безопасности проектов газификации технического дизайна должны привлекаться эксперты, а текстованные в порядке, установленном Госгортехнадзором России

Экспертиза промышленной безопасности проектной документации осуществляется в установленном порядке.

2.1.17. В соответствии со статьей 13 Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 № 116-ФЗ* заключение экспертизы промышленной безопасности осуществляется органами Госгортехнадзора России

* Собрание законодательства Российской Федерации, 28.07.1997, № 30, ст. 3588.

2.2. Газораспределительные

2.2.1. Выбор условий прокладки газопровода по горизонтали и вертикали от газопровода сопутствующих инженерных коммуникаций, а также зданий сооружений, естественных и искусственных преград следует предусматривать с учетом строительных норм и правил утвержденных федеральным органом исполнительной власти специально уполномоченным в области строительства, а также другим нормативно-техническим документам утвержденным и (или) согласованным Госгортехнадзором России

2.2.2. В проектах следует предусматривать, как правило подземную прокладку газопроводов на землях и на землях прокладка газопроводов должна осуществляться при соответствии обоснования

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

Для стальных газопроводов мест, где не предусмотрено движение транспорта и сельскохозяйственных машин (междоузелье газопроводов не менее 0,6 м.

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

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

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

От земли под газопроводом иметь ширину, равную поперечному сечению газопровода на наибольшей длине траверсы (ригеля), в том числе опор, эстакад, переходов.

2.2.4. При подземной прокладке не допускаются размещения арматуры, разъемных соединений в пределах газопровода в автомобильных и пешеходных мостах, а также на железнодорожных и автомобильных дорогах.

Устройство компенсаторов засчет углов поворота газопроводов в пределах газопроводов в автомобильных и железнодорожных дорог, допускаются при обосновании безопасности

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

2.2.6. Расчет газопроводов должен производиться на сочетание на грузокотлава действия на газопровод в реальных условиях, на правление а также на на грузки вызванные функциями и природными условиями (пучение, просадки сейсмические воздействия под воздействием территорий и др.).

При расчете на грузокотлава действия на газопровод следует учитывать следующие моменты: трубы и арматуры, пребывающие на прямом состоянии газопроводов в температурные перепады, в том числе в условиях недополненных на грузокотлава при оползневых и паводковых явлениях.

2.2.7. Для подземных газопроводов при наличии в избранном на грузокотлава расположенных в сейсмических районах следует предусматривать крепления, обеспечивающие их перемещение и не допускающие сброса газопроводов.

2.2.8. При наземной прокладке газопроводов следует предусматривать стандартные подвешные и неподвешные опорные конструкции в выполненные по типовым или отдельным проектам.

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

2.2.9. Наземные газопроводы должны прокладываться опорами эстакада переходов, в выполненных из негорючих материалов.

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

2.2.10. Учаски наземного газопровода между неподвешными опорами следует рассчитывать с учетом в воздействия на них изменений температуры стенки трубы, давления. Для компенсации этих воздействий следует использовать акомпенсацию газопроводов (углов поворотными компенсаторами заводными готовыми (линовыми, силфонными)).

2.2.11. При выборе материала труб, арматуры, соединительных деталей и изделий для газопроводов технических устройств для систем газоснабжения следует руководствоваться утвержденной нормативной документацией, с учетом давления, расчетных температур и других условий.

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

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

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

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

2.2.13. Требуемая марка материала труб из полиэтилена, маркировка которых испытаний полиэтиленовых труб для газопроводов должна соответствовать требованиям стандарта. Использование в качестве полиэтилена для изготовления газопроводов не допускается.

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

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

2.2.15. Прокладка подземных газопроводов полиэтиленовых труб допускается:

на территории поселений давлением до 0,3 МПа;

на территории поселений (многоэтажные) давлением до 0,6 МПа.

Коэффициент запаса прочности должен приниматься не менее 2,5.

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

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

2.2.17. Не допускается прокладка газопроводов полиэтиленовых труб:

при возможности снижения температуры стенки трубы в процессе эксплуатации ниже -15°C ;

для транзитных трубопроводов, содержащих агрессивные и хлориды, а также жидкой фазы жидких углеводородных газов;

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

наземно, наземно, в нурзда и также в тоннелях, коллекторах и каналах;

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

2.2.18. На пересечении подземных газопроводов другими коммуникациями должны быть

предусмотрены защитные меры, исключающие проникновение и движение газов вдоль коммуникаций.

2.2.19. На подземные газопроводы при пересечении в высоковольтных линиях электропередачи, должны иметься защитные устройства, предотвращающие падение на газопроводы электропроводов в случае их обрыва.

Сопротивление заземления газопроводов от его защитного устройства должно быть не более 10 Ом.

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

2.2.21. Газопроводы при прокладке через стены должны выполняться в стальных футлярах. Внутренний диаметр футляра должен определяться, исходя из возможных деформаций зданий сооружений, но быть не менее чем на 10 мм больше диаметра газопровода. Зоры между газопроводом футляром должны уплотняться эластичным материалом.

2.2.22. Колодцы для размещения запорной арматуры и компенсаторов должны иметь газобезопасивающую их конструкцию и эксплуатацию.

Конструкция колодцев должна быть в достаточной степени герметична по отношению к грунтовым водам.

2.3. Защита наружных газопроводов от электрохимической коррозии

2.3.1. В техническом задании проектирования подземного стального газопровода должно быть вложено требование защиты от электрохимической коррозии.

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

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

2.3.4. Для стальных в стальной длиной не более 10 м на линейной части полиэтиленовых газопроводов участки соединения полиэтиленовых газопроводов стальными в в одом здании (непосредственно перед зданием и при наличии электроизолирующих в стальных в одом) допускаются ЭХЗ не предусматривать.

Защита в этом случае по величине протяженности и глубине должна быть паспартной.

2.3.5. Разработчик проекта защиты от электрохимической коррозии (ЭХЗ) должен производить на основании технического задания заказчика согласованного с эксплуатирующей (газоснабжающей) организацией.

2.3.6. Проект защиты от электрохимической коррозии должен быть выполнен с учетом на основании технических-экономических решений.

2.3.7. Проектная организация обязана на стадии авторского проекта разработки проекта защиты в процессе строительства и по результатам на стадии выполнения корректировки проектных решений (при необходимости) до ввода газопровода в эксплуатацию.

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

2.3.9. На подземные газопроводы должны быть нанесены в жидкой или сухой краской маркировка или эмали, предназначенных для маркировки при расчетной температуре наружного воздуха в условиях строительства.

На наружные газопроводы проложенные по фасадам зданий могут наноситься подвесные ограждающие конструкции здания.

2.4. Запорная регулирующая арматура и предохранительные устройства

2.4.1. Газопроводы для обеспечения безопасной эксплуатации оснащаются запорной и регулирующей арматурой, предохранительными устройствами, средствами защиты, а в том числе блокировки и измерения.

Предгорными газопользователями должна предусматриваться установка в том числе быстросъемных запорных клапанов (ГЗК) с герметичностью затвора класса А в соответствии с государственными стандартами в режиме защиты до 1 с.

Преграждение подачи электроэнергии от внешнего источника должно выполняться за счет

классов дополнительного подвода энергии от других внешних источников.

2.4.2. На трубопроводе безопасности должна предусматриваться установка в технических быстродействующих запорных клапанах типа "НО" с временем открытия до 1 с.

Передача энергии от внешнего источника должна вызывать открытие классов дополнительного подвода энергии от других внешних источников.

2.4.3. Количество и места размещения запорной и регулирующей арматуры, предохранительных устройств, средств защиты, а также защита блокировок и изменения эксплуатации газоиспользующего оборудования в период его работы без вмешательства обслуживающего персонала, а также удобного обслуживания и ремонта газопроводов газопого оборудования (технических устройств) в соответствии с требованиями Правил.

2.4.4. Запорная арматура на наружных газопроводах должна устанавливаться в колодах или в шкафах.

Допускается размещение запорной арматуры в грунте, если это предусмотрено конструкцией изделия.

2.4.5. Конструкция запорной регулирующей арматуры, предохранительных устройств, приборов защиты электрических цепей, а также безопасности блокировок и изменений, должны соответствовать требованиям нормативной технической документации, согласованной Госгортехнадзором России.

2.4.6. Конструкция запорной регулирующей арматуры и предохранительных устройств должна обеспечивать герметичность затворов менее класса В, стойкость к транспортируемой среде, в течение срока службы, установка и изготовление.

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

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

2.4.9. В качестве изолирующих устройств на полиэтиленовых газопроводах используются полиэтиленовая или магнезитовая арматура.

2.4.10. Арматура должна иметь маркировку на корпусе, в которой указывается наименование или товарный знак предприятия-изготовителя; условный проход; условное или рабочее давление и температура среды; направление потока среды.

Арматура должна поставляться инструкцией по эксплуатации.

2.4.11. Арматура диаметром 100 мм и выше должна поставляться на спортивную форму, где указывается изготовитель, номер изделия, сведения о герметичности, результаты контроля.

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

2.4.12. Сильфонные (герметичные) компенсаторы допускаются предусматривать на газопроводах для компенсации в условиях от изменений температурных и других параметров, а также для снижения вибрационных нагрузок газопровода при условиях их работы.

2.4.13. Линейные компенсаторы допускаются предусматривать на газопроводах в длине до 0,6 м в ключевых для компенсации продольных деформаций, вызванных изменением температуры.

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

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

Запорная арматура с приводом должна поставляться инструкцией по эксплуатации.

2.4.15. Запорная арматура, устанавливаемая в помещениях, должна иметь электропривод в исполнении, соответствующем интервалу температур наружного воздуха указанному в технических паспортах электропривода, а также защита от атмосферных осадков.

2.4.16. Установка яма газопровода арматура должна быть легкодоступна для управления, обслуживания и ремонта.

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

Арматуру массой более 500 кг следует располагать на горизонтальных участках

газопроводов предусматриваются специальные опоры или подвески

2.4.18. Для удобства установки газопроводов на стационарных газопроводах проектом должны предусматриваться съемные соединения для установки киповоротной или листовой заглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой.

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

2.4.19. Конструкция регуляторов давления газа должна обеспечивать зону пропорциональности, не превышающую $\pm 20\%$ в крайнем пределе настройки в выходного давления для комбинированных регуляторов и $\pm 10\%$ для остальных регуляторов; зону нечувствительности не более 2,5% в крайнем пределе настройки в выходного давления; постоянно в режиме (в режиме переходного процесса регулирования при резких изменениях расхода газа в ходного давления), не превышающую 60 с.

2.4.20. Относительная нерегулируемая протечка газа через запорные клапаны двухуровневых регуляторов допускается не более 0,1% номинального расхода для одноступенчатого клапана на герметичность затворов клапана по государственному стандарту

Допустимая нерегулируемая протечка газа при применении в качестве регулирующего устройств поворотных запорных клапанов должна превышать 1% пропускной способности.

2.4.21. Точность срабатывания предохранительных запорных клапанов (ЗПК) должна составлять $\pm 5\%$ заданных причин контролируемого давления для ЗПК, установка в линиях с газом ГРП и $\pm 10\%$ для ЗПК в шкафах ГРП, ГРУ и комбинированных регуляторов.

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

Давление, при котором происходит полное закрытие клапана в линиях с газом должно соответствовать стандартам техническими условиями на изготовление клапанов

Пружинные ИСК должны быть снабжены устройствами для принудительного открытия.

На газопроводах из легкого сплава допускается установка ИСК без приспособления для принудительного открытия.

2.4.23. Допустимое падение давления на фильтре установки в линиях с газом должно быть не более 10%. Фильтры должны иметь шумера для присоединения к ним дифманометров или других устройств, для определения перепада давления на фильтре.

2.5. Газорегуляторные пункты установки

2.5.1. Для снижения давления газа и поддержания его в заданных параметрах в газорегуляторных пунктах следует предусматривать газорегуляторные пункты (ГРП), в том числе блочные (ГРПБ), шкафовые регуляторные пункты (ШРП) и газорегуляторные установки (ГРУ).

2.5.2. ГРП, ГРПБ и ШРП следует располагать соответственно нормами и правилами

2.5.3. Предусматривать ГРП в строениях и пристройках к жилым, общественным, административным и бытовым зданиям (кроме зданий производственного назначения), а также размещать их в подвальных и цокольных помещениях зданий допускается.

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

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

ГРПБ следует располагать в зданиях. Конструкция контейнеров ГРПБ, как кратковременных должна состоять из трехслойных ограждающих конструкций (два слоя утеплителя и утеплителя из негорючих материалов).

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

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

Применение покрытий из конструкций массой более 70 кг/м^2 допускается при устройстве оконных проемов, свесов выфронрей или легкосбрасываемых панелей общей площадью не

мне 500 см² на 1 м³ в нулевого объема помещения .

2.5.5. Помещения , отдельно стоящие и пристроенные ГРП и ГРПБ , должны отвечать требованиям для помещений категории А.

Материал полов , устройств окон и дверей помещений регуляторных запов должны исключать образование искр.

2.5.6. Стены и перегородки , отделяющие помещения категории А от других помещений , следует предусматривать противопожарными I типа , газонепроницаемыми , они должны опираться на фундамент . Ны стены и фундаменты в помещениях ГРП должны быть пружазаны Рзделяющие стены из кирпича следует оштукатуривать с двух сторон.

2.5.7. Вспомогательные помещения должны иметь самостоятельный выход на улицу из здания не связанной технологическим помещением .

Двери ГРП и ГРПБ следует предусматривать противопожарными , открывающимися на улицу .

2.5.8. Устройства дымовых и вентиляционных канальев в разделяющих стенах , (внутренних перегородках) , а также в стенах здания к которым присоединяется в пределах примыкания ГРП не допускаются.

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

Максимальная температура теплоносителя не должна превышать 130 °С.

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

Трубы подводящие газ системы отопления , а также другие коммуникации при проходе через стену регуляторного запов ГРП (ГРПБ) должны иметь уплотнения , исключая проникновение газа .

Допускается отплавлять помещения ГРП электрическими приборами , размещаемыми непосредственно в этих помещениях при условии выполнения их в соответствии с требованиями .

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

Для помещений объемом более 200 м³ в воздухообмен производится по расчету , но не менее однократного воздухообмена в 1 час

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

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

2.5.12. В ГРП , ГРПБ , ЦРП , ГРУ следует предусматривать как минимум установку куфилтра , предохранительного запорного клапана (ЗК) , регулятора давления газа , предохранительного сбросного клапана (СБК) , запорной арматуры , контрольно - измерительных приборов (КИП) , приборов учета расхода газа (при необходимости) , а также устройства обводного газопровода (байпаса) с установкой последовательно двух отключающих устройств и продувочного трубопровода между ними на случай ремонта оборудования

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

Допускается не предусматривать установку куЗК в ГРП промышленных предприятий , если по условиям производства допускается перерывы в подаче газа при условии расчета газопроводов ГРП на прочность по вихревому давлению .

В этих случаях должна быть предусмотрена сигнализация о повышении или понижении давления газа в разрешенных пределах .

Устройство байпаса при подаче газа на установку кранов считается наработкой только в аварийном режиме и допускаются перерывы в газопотреблении , а также в ЦРП , при газоснабжении индивидуальных домов допускаются не предусматривать .

2.5.13. Установка куЗК следует предусматривать перед регулятором давления .

ЗК должен обеспечивать защиту от воздействия оборудования и газоиспользующих установок населения и отдельных потребителей от превышения давления за регулятором в выше нормативной величины .

Установка куЗК необходимо предусматривать за регулятором давления , а при наличии разности давлений - после разности давлений .

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

Расчет пропускной способности ЗК должен производиться по нормам , утвержденным в

установленном порядке.

Пред ИСК следует предусматривать отключающее устройство, которое должно быть опломбировано в открытом положении.

2.5.14. Выбор регулятора давления следует производить по максимальному расчетному расходу газа потребителями и требуемому перепаду давления. Пропускная способность регулятора давления следует принимать на 15-20% больше максимального расчетного расхода газа в выходные года в линиях в пределах не более 10% от номинального.

2.5.15. В ГРП следует предусматривать продувочные и сбросные трубопроводы, которые выводятся наружу в места, обеспечивающие безопасные условия для персонала и не менее чем на 1 м выше канализации.

Для ЦРП пропускной способностью до 400 м³/час газ запускается предусматривать вывод сбросного газа по трубопроводу ИСК за заднюю стенку шкафа и осуществлять продувку газопроводов до и после регулятора через предусмотренные штуцера с отключающими устройствами при помощи шлангов, выводящих в безопасное место.

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

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

2.5.18. Предкаждым манометром должна быть предусмотрена установка катушки отвода кабеля на логическом устройстве для проверки отключения манометра.

2.5.19. В ГРП могут быть установлены телефоны в технологических помещениях в зонах обслуживания или в обычном исполнении с наружной линией для связи с персоналом сотовых телефонов.

2.5.20. Допускается размещение ГРУ непосредственно у газопользующей установки.

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

2.5.22. При внутреннем объеме здания ГРП более 500 м³ следует предусматривать в здании пожаротушение.

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

2.5.24. Электрооборудование должно быть в зонах обслуживания.

2.5.25. В ГРП (ГРПБ) должно быть предусмотрено разделение в аварийных случаях.

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

2.5.27. Оборудование ЦРП следует размещать в индивидуальном шкафу, имеющем напольное покрытие. Необходимость отопления шкафа решается, исходя из климатических условий площадки строительства и данных заводских изготовителей на оборудование ЦРП.

2.5.28. Система обогрева ЦРП должна обеспечивать требования промышленной безопасности нормативными требованиями к оборудованию.

2.6. Автоматизированная система управления логическими процессами распределения (АСУ ТП РГ)

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

мониторинг режима работы технологического оборудования
безопасности охраняемых объектов;
анализ оптимального управления режимом распределения газа;
формирование информации для оперативного персонала в аварийных ситуациях при локализации аварии в различных ситуациях участка газораспределительной сети;

учет газа;

защиту информации от несанкционированного доступа;

возможность наращивания функциональных задач.

2.6.2. Для размещения технических средств АСУ ТП РГ допускается использование шкафов и аппаратурных помещений, а также приспособленные помещения производственных зданий Аппаратурные помещения должны соответствовать требованиям предъявляемым к помещениям КИП в ГРП.

2.6.3. Пункты управления рекомендуется оборудовать диспетчерскими телефонами.

станциями, в наружной сигнализации и аппаратуры для звонка писемных сообщений. Допускается их размещение в помещениях автослужбы (АДС).

2.7. Газопотребляющие

2.7.1. Газопотребляющее оборудование здания производится на значения следует предусматривать с учетом продуктов сгорания в атмосферу и с постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией, с кратностью обмена в воздухе определяемой расчетом, но не менее 3-х кратного воздухообмена в час с рабочей и однократного в нерабочее время.

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

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

высоту не менее 2,5 м;
естественную вентиляцию, при этом размеры вытяжных и приточных устройств определяются расчетом;

оконные проемы с площадью остекления из расчета 0,03 м² на 1 м³ объема помещения и ограждающие от смежных помещений конструкции с пределом огнестойкости не менее REI 45.

2.7.4. Для сезонного отопления помещений допускается предусматривать оборудование конвективного и радиационного действия (камины, камины, термоблоки) за вентилируемого изготовления с учетом продуктов сгорания.

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

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

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

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

При прокладке газопроводов полах монолитной конструкции на вводе их выпуска следует предусматривать футляры, выступающие над полом не менее чем на 30 мм.

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

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

2.7.10. Внутренние газопроводы выполняются из металлических труб, как открытой или скрытой. Присоединение к газопроводам газопотребляющего оборудования КИП, газогорелочных устройств переносного, передвижного и стационарного газового оборудования разрешается предусматривать гибкими рукавами и предельно разрешенными для этих целей с учетом стойкости их к температурным перепадам и температуре.

2.7.11. Соединения труб должны быть неразъемными. Разъемные соединения разрешается предусматривать в местах присоединения газового оборудования газопотребляющих установок арматуры и КИП, а также на газопроводах без газопотребляющего оборудования газопотребляющих установок если это предусмотрено документацией за вентилируемого.

2.7.12. Уплотняющие материалы разъемных соединений должны обеспечивать их герметичность в течение срока эксплуатации газопровода.

2.7.13. Установка отключающих устройств на газопроводах следует предусматривать на вводе газопровода после вводе газопровода в помещение при расстоянии ГРУ на расстоянии более 10 м от вводе газопровода.

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

на отключающих газопотребляющего газопотребляющей установки КИП;

перед промышленными и запальными горелками газопотребляющих установок согласно государственному стандарту

на продувочных газопроводах

Установка отключающих устройств на газопроводах при их скрытой и транзитной прокладке

не допускаются.

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

2.7.15. Работы по устройству газопроводов с сооружениями с газопроводом одного назначения следует принимать в соответствии с действующими правилами

2.7.16. Работы по устройству газопроводов с сооружениями электрооборудования и при их проектировании в соответствии с правилами устройств электроустановок.

2.7.17. При проектировании устройств уходящих теплоагрегирующих установок твердого или жидкого топлива на газопроводы в проекте производятся расчеты по плотности теплового потока, определяются достаточность сечения дымоходов и вентиляции, а также производительности и напоры дымоходов и дутьевых вентиляторов.

2.7.18. Работы по устройству газопроводов до ограждающих конструкций зданий должны быть не менее 1 м.

3. СТРОИТЕЛЬСТВО

3.1. Организация работ по распределению монтажных работ

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

3.1.2. При обнаружении в процессе строительства газопроводов отклонения расположения инженерных коммуникаций, принятых в проекте по данным топографических планов, а также отклонения фактических геолого-гидрологических данных на объекте строительства, данным инженерных изысканий в течение работ по строительству газопроводов согласовывается проектной организацией

3.1.3. Изменения в проекте согласовываются проектной, газоснабжающей (эксплуатационной) организациями и территориальным органом Госгортехнадзора России уполномоченным экспертом за заключение по проекту.

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

Заказчик строительства заказчик организации технического надзора

3.1.5. Строительство на участках (в том числе межсекторных) газопроводов производится организацией (коммуникаций) и трубопроводного транспорта, имеющие аттестованные монтажные, сварочные подразделения с аттестованными специалистами производственной базы и аттестованными лабораториями контроля качества сварочных и изоляционных работ в порядке, установленном Госгортехнадзором России

Допускается привлечение лабораторий контроля качества сварочных и изоляционных работ аттестованных в установленном Госгортехнадзором России

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

Заключение экспертизы промышленной безопасности оформляется утвержденным территориальным органом Госгортехнадзора России в установленном порядке.

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

3.1.8. О начале строительства строительной организации уведомляет территориальный орган Госгортехнадзора России не менее чем за 10 дней.

При представлении плана объемов строительной работы на квартал срок уведомления о начале строительства может быть сокращен до 5 дней.

3.1.9. Заказчик организации работ и заказчик проекта в соответствии с проектом. Результаты работ оформляются актом в установленном порядке, а также записью журнала производственных работ

При производстве земляных работ следует обеспечить установленную проектом глубину траншей и подготовку оснований под газопроводы. Выполнение указанных работ должно быть оформлено актом в установленном порядке.

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

Допускается присыпка газопровода жестким consistency грунтом мелких фракций, некоррозионно-агрессивных стали и биостойких по отношению к изоляции.

3.1.11. Вдоль трассы стальных подземных газопроводов должны предусматриваться опознавательные знаки предусмотренные "Правилами охраны газосредств сетей", утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 20.11.2000 № 878*.

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

3.1.12. Вдоль трассы газопроводов полиэтиленовых труб следует предусматривать укладку сигнальной ленты желтого цвета шириной не менее 0,2 м с надписью "Огнеопасно" - газ находится на расстоянии 0,2 м от верхней образующей газопровода.

3.1.13. На участках пересечений газопроводов (в т.ч. межсектовых) с подземными инженерными коммуникациями сигнальная лента должна быть уложена вдоль газопровода на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересечения его сооружения.

Для межсектового полиэтиленового газопровода допускаются в месте опознавательных знаков совместно с сигнальной лентой прокладывать изолитовый или алюминевый или медный провод с вивом однопроводной в возможности подключения аппаратуры.

На границах участков трассы при безтраншейной прокладке следует установить в ливневых опознавательных знаках

3.1.14. Работы по газопроводам зданий и сооружений должны приниматься по нормам и правилам, утвержденным федеральным органом исполнительной власти специально уполномоченным в области строительства и согласованным Госгортехнадзором России.

3.1.15. Охраняемые зоны газосредств сетей и земельные участки с ограниченной хозяйственной деятельностью, входящие в охраняемые зоны, устанавливаются в порядке, предусмотренном Правилами охраны газосредств сетей, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 20.11.2000 № 878*.

* Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, № 48, ст. 4694.

3.1.16. Соединение элементов газопровода должно производиться сваркой. Допускается предусматривать фланцевые соединения в местах установки аппаратуры.

Резьбовые соединения допускаются предусматривать на стальных наружных газопроводах низкого и среднего давления в местах установки аппаратуры.

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

Резьбовые фланцевые соединения должны размещаться в местах, открытых и доступных для монтажа, в изыскательных блодах, обслуживания и ремонта. Допускается применение фланцевых соединений с gland уплотняющей поверхностью.

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

Соединения стального газопровода полиэтиленовым, а также в случаях присоединения к магистральной аппаратуре следует предусматривать неразъемными "полиэтилен-сталь". Разъемные соединения "полиэтилен-сталь" допускаются предусматривать в местах присоединения аппаратуры, имеющих фланцы или резьбовые соединения.

3.1.17. Соединительные детали газопроводов могут быть изготовлены по государственными стандартами техническим условиям в централизованных заводских мастерских (ЦЗМ), в мастерских строительных и монтажных организаций оснащенных необходимым оборудованием и на личном обеспечении заказчика.

3.1.18. При строительстве и монтаже газопроводов изготовление оборудования должно применяться технология сварки сварочного оборудования обеспечивающего качество сварки.

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

3.1.20. Электроды, сварочные электроды, флюсы должны подбираться в соответствии с маркой свариваемых металлов и технологией сварки также с температурой на ружога в воздухе при которой осуществление строительства газопровода

3.1.21. Газовая арматура при применении арматуры допускаемая для газопроводов в ленте до 0,6 МПа диаметром не более 150 мм с толщиной стенок до 5 мм - с кососом кромок, с толщиной стенок до 3 мм - без кососом кромок.

Газовая арматура при применении пропанбутилена допускаемая только для газопроводов в ленте до 0,005 МПа диаметром не более 50 мм.

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

Качество сварных соединений должно обеспечивать его прочность с основным металлом.

3.1.23. На сварных стыках подземных газопроводов должна быть нанесена маркировка (клеймо сварщика) в соответствии с требованиями Способ маркировки должен обеспечивать сохранность в течение эксплуатации газопровода для заваривания несколькими сварщиками проста в выполнении графика сварки арматуры

На сварных стыках полиэтиленовых газопроводов должны быть оформлены журналы производства работ (или, как правило в том числе) протоколы, позволяющие установить режим сварки также с указанием выполнения сварки

3.1.24. Фиксация на стальном газопроводе должны выполняться методами, предназначенными для сварных соединений.

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

3.1.26. В наружных газопроводах также в ГРП и ГРУ, при прокладке в ленте до 50 мм в частности (в том числе импульсных линий) расстояние от стенок в арматуре до кольцевых стенок газопровода должно быть не менее 50 мм.

3.1.27. Заделка сварных стыков соединений газопроводов не допускается.

3.1.28. При установке газопроводов и аксессуаров в соответствии с проектом следует выполнять требования в отношении трещин по монтажу.

3.2. Требования к качеству работ

3.2.1. Организация осуществляющая строительство, монтаж и ремонт газопроводов обязана обеспечить контроль производства работ в соответствии с требованиями и спецификациями строительных и монтажных организаций персоналом лабораторий установленного порядка.

3.2.2. Контроль в процессе сварки

а) квалификация персонала;

наличие аппаратуры технологии сварки

наличие аппаратуры сварочного оборудования и аппаратуры приборов и инструментов;

качество материалов (стальных и полиэтиленовых труб, изоляционных покрытий, сварочных материалов для дефектоскопии);

основания для газопроводов

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

организация осуществления контроля качества сварных соединений с применением неразрушающих методов (радиографическим ультразвуковыми методами, а также контроль качества изоляционных покрытий);

организация контроля исправления дефектов.

3.2.3. Входной контроль качества труб, деталей и узлов газопроводов арматуры, изоляционных и других материалов должен производиться специализированным персоналом в установленном порядке лабораторией

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

3.2.5. Оборудование, применяемое при контроле качества строительства, проходит по срокам, установленные нормативной документацией.

Аппаратура ультразвукового контроля должна применяться с осциллографом.

Контрольно-измерительное оборудование должно проходить метрологическую поверку в

установленном порядке.

3.2.6. Сварные соединения подлежат визуальному и измерительному контролю с целью выявления наружных дефектов в сварных швах и также отклонений по геометрическим параметрам в заданному расположению элементов.

Допуски по геометрическим параметрам отклонениям по диаметру, овальности поперечного сечения элементов газопроводов заданному несомненно свариваемых деталей не должны превышать норм, предусмотренных нормативно-технической документацией.

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

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

3.2.8. Стыковые соединения подземных стальных газопроводов заданной толщины подлежат контролю физическим методом в следующих объемах (но не менее одного стыка) от общего числа стыков, сваренных в рамках объекта:

10% при давлении до 0,005 МПа включительно;

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

100% при давлении свыше 0,3 МПа.

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

3.2.9. Стыковые соединения подземных стальных газопроводов в линиях свыше 0,005 МПа до 1,2 МПа, прокладываясь в непосредственной близости границ перспективной застройки подлежат контролю физическим методом в объеме 20% (но не менее одного стыка) от общего числа стыков, сваренных в рамках объекта.

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

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

под проезжей частью улиц с каменными типами покрытий, а также на переходах через водные и естественные преграды, в остальных случаях прокладки газопроводов футлярах (в пределах перехода и по одному стыку в обе стороны от пересечения с любой преградой);

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

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

прокладываясь в состоянии по горизонтали (в свету) менее 3 м от коммуникационных коллекторов и канав (в том числе канав ливневой сети);

да в линиях свыше 0,3 МПа до 1,2 МПа, за исключением прокладываясь в непосредственной близости границ перспективной застройки

на участках где расстояние от фундаментов зданий менее:

2 м - да в линиях до 0,005 МПа включительно;

4 м - да в линиях свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа включительно;

7 м - да в линиях свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа включительно;

10 м - да в линиях свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа включительно.

3.2.12. Стыковые соединения на подземных стальных газопроводах с толщиной стенки диаметром менее 50 мм контролю физическим методом не подлежат.

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

3.2.14. Стыковые соединения на подземных газопроводах в линиях свыше 0,005 МПа до 1,2 МПа подлежат контролю физическим методом в объеме 5% (но не менее одного стыка) от общего числа стыков, сваренных в рамках объекта

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

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

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

3.2.18. Сварные стыки соединительных деталей стальных газопроводов изготавливаемые в условиях централизованных заводских мастерских (ЦМ) в обязательном порядке подлежат 100% контролю радиографическим методом.

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

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

до 0,005 МПа в объеме 6%;

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

свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа в объеме 50%;

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

свыше 0,005 МПа до 0,6 МПа, прокладываясь в непросадочных за пределами границ их перспективной застройки в объеме 10%;

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

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

до 0,005 МПа в объеме 3%;

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

свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа в объеме 25%;

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

свыше 0,005 МПа до 0,6 МПа, прокладываясь в непросадочных за пределами границ их перспективной застройки в объеме 5%;

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

Сварные стыки полиэтиленовых газопроводов, вводимых в нури стальных, подлежат 100% контролю.

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

3.2.23. При неудовлетворительных результатах контроля физическим (радиографическим) ультразвуковым методом должна проводиться проверка указанного числа стыков на участках газопроводов принятых в эксплуатацию.

Если при повторной проверке будут обнаружены недопустимые дефекты, то в однотипные сварные соединения, выполненные данным сварочным участком газопроводов принятых в эксплуатацию, должны быть проверены физическим методом контроля.

3.2.24. Результаты проверки сварных соединений полиэтиленовых газопроводов методом ультразвукового контроля и механическими испытаниями следует оформлять в специализированных приборах УЗК и протоколом.

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

3.2.26. Разрабатывается метод радиографического или ультразвукового контроля на другие методы контроля при условии их согласования с Госгортехнадзором России.

3.2.27. Контроль радиографических снимков сварных стальных соединений, сваренных как ждем сваркой, следует осуществлять на аппаратурно-графическом комплексе в автоматизированной цифровой радиографической системе в объеме 20%.

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

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

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

Проверка механических свойств должна производиться на образцах, выполненных из контрольных (допусковых) сварных соединений или из производственных сварных соединений, в вырезанных из них.

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

3.3. Испытания при эксплуатации проходов

3.3.1. Стальные наружные газопроводы том числе в остаточном состоянии в том числе, полиэтиленовые или полипропиленовые, проложенные внутри стальных, в секциях, а также газопроводы газопереоборудования ГРП в помещении газопроводов промышленных производств застроенных строительством или реконструкцией, должны быть испытаны на герметичность.

3.3.2. Испытания газопроводов после их монтажа должна проводить строительная организация в присутствии представителя заказчика газопровода специализированной организацией. Результаты испытаний оформляются актами записью строительного паспорта. Испытания газопроводов газопереоборудования, при их изготовлении на заводе изготовителе, испытываются технической службой контроля.

3.3.3. Если арматура, оборудование и приборы не рассчитаны на испытательное давление, то установка в них втулки или заглушки.

3.3.4. Испытания газопроводов следует производить после окончания сварочных изоляционных работ установкой арматуры и устройств ЭХЗ.

Испытания газопроводов газопереоборудования ГРП должны производиться после их полного монтажа, установка арматуры, средств автоматизации КИП.

Монтаж арматуры, оборудования и приборов, не рассчитанных на испытательное давление, допускаются производить после окончания испытаний. На период испытаний в местах их следует установка втулки или заглушки.

3.3.5. Газопроводы в оды при их разрывном строительстве с определенным газопроводом следует испытывать на участках отключающих устройств, установочных перед заданиями и сооружениями.

3.3.6. Протяженность испытательных участков подземных стальных газопроводов в остаточном состоянии в том числе или протяжкой полиэтиленовых труб, установка в них втулки проактом производством работ.

3.3.7. Подземные стальные газопроводы за исключением в изоляционном покрытии, с давлением 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 с изоляционным покрытием, выполненным с битумной мастикой или полимерной липкой лентой, испытываются давлением 0,6 МПа, а с изоляционным покрытием, выполненным с применением экструдированного полиэтилена или стекловолокна, - с давлением 1,5 МПа в течение 24 часов.

3.3.9. Подземные стальные газопроводы с давлением свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа с изоляционным покрытием, выполненным с битумной мастикой или полимерной липкой лентой, испытываются давлением 0,75 МПа, а с изоляционным покрытием, выполненным с применением экструдированного полиэтилена или стекловолокна, с давлением 1,5 МПа в течение 24 часов.

3.3.10. Подземные стальные газопроводы за исключением в изоляционном покрытии, с давлением свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа, испытываются давлением 1,5 МПа в течение 24 часов.

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

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

3.3.13. Полиэтиленовые газопроводы с давлением свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа испытываются

да в лннем 0,75 МПа в течение 24 часа сов

3.3.14. Температура на ружого в оздухав период испытаня полиэтиленовых газопроводов должна быть не ниже минус 15 °С.

3.3.15. Стальные на дземные и на земные без обвалования газопроводы да в лннем до 0,005 МПа испытыва ются в лннем 0,3 МПа в течение 1 часа

3.3.16. Стальные на дземные и на земные без обвалования газопроводы да в лннем св ыше 0,005 МПа до 0,3 МПа испытыва ются в лннем 0,45 МПа в течение 1 часа

3.3.17. Стальные на дземные и на земные без обвалования газопроводы да в лннем св ыше 0,3 МПа до 0,6 МПа испытыва ются в лннем 0,75 МПа в течение 1 часа

3.3.18. Стальные на дземные и на земные без обвалования газопроводы да в лннем св ыше 0,6 МПа до 1,2 МПа испытыва ются в лннем 1,5 МПа в течение 1 часа

3.3.19. Газопроводы оборудованне ГРП с да в лннем до 0,005 МПа испытыва ются да в лннем 0,3 МПа в течение 12 часов

3.3.20. Газопроводы оборудованне ГРП с да в лннем св ыше 0,005 МПа до 0,3 МПа испытыва ются в лннем 0,45 МПа в течение 12 часов

3.3.21. Газопроводы оборудованне ГРП с да в лннем св ыше 0,3 МПа до 0,6 МПа испытыва ются в лннем 0,75 МПа в течение 12 часов

3.3.22. Газопроводы оборудованне ГРП с да в лннем св ыше 0,6 МПа до 1,2 МПа испытыва ются в лннем 1,5 МПа в течение 12 часов

3.3.23. Газопроводы однокотельных и производственных зданий до 0,005 МПа испытыва ются да в лннем 0,01 МПа в течение 1 часа

3.3.24. Газопроводы однокотельных и производственных зданий св ыше 0,005 МПа до 0,1 МПа испытыва ются в лннем 0,1 МПа в течение 1 часа

3.3.25. Газопроводы однокотельных и производственных зданий св ыше 0,1 МПа до 0,3 МПа испытыва ются в лннем 1,25 от рабочего но не более 0,3 МПа в течение 1 часа

3.3.26. Газопроводы однокотельных и производственных зданий св ыше 0,3 МПа до 0,6 МПа испытыва ются в лннем 1,25 от рабочего но не более 0,6 МПа в течение 1 часа

3.3.27. Газопроводы однокотельных и производственных зданий св ыше 0,6 МПа до 1,2 МПа испытыва ются в лннем 1,25 от рабочего но не более 1,2 МПа в течение 1 часа

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

после сварки перехода до укладки на место ;

после укладки и полной засыпки перехода ;

в месте с основным газопроводом

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

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

при осуществлении сварки соединений в пределах перехода ;

использования при укладке перехода мода наклонно-направленного бурения ;

использования в пределах перехода для сварки полиэтиленовых труб диаметром с заданными нагрехами или сварочного оборудования в высокой степени автоматизации

3.3.31. Результаты испытания на герметичность считаются положительными если за период испытания нег в идимого падения да в лнне в газопроводом номеру класс точности 0,6, а по номерам класс точности 0,15 и 0,4, а также по жидкостному номеру падение да в лнне не превышает его одного десятизначья.

3.3.32. Для завершения испытаний газопроводов герметичность, да в лнне в газопроводов следует снизить до атмосферного, установив в том случае рматуру, оборудованне контрольно-измерительные приборы и выдерживать газопровод рабочим да в лннем в течение 10 минут.

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

3.3.34. Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов следует устранять после снижения да в лнне в газопроводов атмосферного.

3.3.35. После устранения дефектов испытания газопроводов герметичность следует производить типов торно.

3.3.36. Газопроводы после заполнения в оздух до начальной температуры следует выдерживать под испытательным да в лннем в течение времени, необходимого для выравнивания температуры в оздухав подземных и на земных (в обвалованнне газопроводов с температурой грунта, в на земных (без обвалованнне на дземных газопроводов к температурой окружающей в оздуха

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

3.3.37. Пдача в оздуха для производств испытаний газопроводов должна предусматривать скорость подъема давления от компрессора не более 0,3 МПа в час.

3.3.38. Мнажные стыки стальных газопроводов в ранее после испытаний, должны быть проверены радиographically физическим методом контроля.

Мнажные стыки, выполненные сваркой стык на полиэтиленовых газопроводов угразвуквым методом контроля.

3.3.39. В комиссию по приемке в эксплуатацию объектов строительства, реконструкции или капитального ремонта систем газоснабжения территории органы Госгортехнадзора России на значающих предприятиях, в соответствии с п. 2 "Положения о Федеральном горном и промышленном надзоре России", утвержденном постановлением Правительства Российской Федерации от 03.12.2001 № 841*.

* Сборник законодательства Российской Федерации, 2001, № 50, ст. 4742.

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

3.3.41. Заказчик не менее чем за 5 дней уведомляет территориальные органы Госгортехнадзора России дату, время и место работы приемочной комиссии.

3.3.42. Приемочная комиссия должна проверить проектно и исполнительную документацию, осмотреть смонтированную на земную, наземную и внутреннюю систему газоснабжения (газопотребления) для определения соответствия ее требованиям нормативных технических документов, находящихся в силе и проекте, выявление дефектов монтажа, а также проверку наличия актовых скрытых работ.

Кроме этого, должно быть проверено соответствие проекту промышленных вентилиционных и дымоотводящих систем, электросилового и осветительного оборудования и контрольно-измерительных приборов и готовность персонала объекта.

Комиссии предоставляется право опробовать в скрытия любого участка подземного газопровода дополнительной проверки качества строительства, а также проведения повторных испытаний с представлением дополнительных заключений.

3.3.43. Кроме исполнительной документации на строительство, указанным действующим нормативных технических документов приемочной комиссии должны быть представлены следующие материалы:

копия приказа о назначении лиц, ответственного за безопасную эксплуатацию газопровода хозяйства

положение о газопользователе или договоре организации с организацией опыт проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту газопроводов газопользователя оборудования

протоколы проверки знаний находящихся в силе нормативных документов руководителями, специалистами и инструкций рабочих;

инструкции и технологические схемы, предусмотренные находящимися в силе;

акт проверки эффективности электрохимической защиты (для подземных стальных газопроводов)

акт проверки технического состояния промышленных дымоотводящих и вентилиционных систем;

акт приемки подпускной аппаратуры газопользователя оборудования и графических в выполнении (при приеме объекта в двестидней);

план локализации и ликвидации аварии на объекте и в заимодействии с личным назначением, в том числе АДС газоснабжающей организации

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

3.3.45. Соответствие газопроводов требованиям находящихся в силе оформляется актом приемки газопровода в эксплуатацию.

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

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

4. ИДЕНТИФИКАЦИЯ И РЕГИСТРАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

4.1. Идентификация газораспределительной сети и систем (объектов) газопотребления осуществляется с целью установления признаков и условий их отношения к опасным производственным объектам для последующей регистрации в Государственном реестре опасных производственных объектов.

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

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

4.4. Идентификация опасных производственных объектов осуществляется в соответствии с требованиями Положения о регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и в Едином государственном реестре (РД-03-294-99), утвержденного постановлением Госгортехнадзора России от 03.06.99 № 39 и зарегистрированному в Минюсте России 05.07.1999 рег. № 1822*.

* Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти 1999, № 30.

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

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

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

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

Принятие опасного производственного объекта после реконструкции, модернизации, перевооружения вносится в государственный реестр опасных производственных объектов без преобразования свидетельства о первичной регистрации в реестр объектов.

4.7. Для регистрации систем газораспределения (сети) и систем (объектов) газопотребления организациям предлагается следующее:

а) при приеме в эксплуатацию объектов газораспределительной сети и газопотребления;

лицензию на право эксплуатации газораспределительной сети и объектов газопотребления.

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

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

5.1. Общие требования

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

газопроводов и газопроводов оборудования провфкой правильности в едения технической документации при эксплуатации и ремонте ;
недопущение в в одав эксплуатацию газопользующих устройств не отвечающих требованиям стоящих ПРАВ ил

приостановка работ неисправных газопроводов и газопроводов оборудования а также в в еденых в ра боту не принятых в уста нов ленном порядке;

выдача чаруков одителям подра здений , на ч а льнику газ о й службы предписа ний по утра нению на руший требов а ния стоящих ПРАВ или контроль за их в ыполнением ;

контроль и ока за ние помощи отв еств енным лицам за эксплуата цию опасных производ ственных объектов газопотребления , ра зра ботку мероприятий и планов по за меще и модерниза ции газ о в о б о р у д о в а н и я

организа ции прове дение тренировок со специа листа ми и ра бочими по ликв ида ции в озможных а в а рийных ситуа ций;

участие в обследов а ниях, прове димых орга на ми Гостехнадзора России

5.2.3. Лица , отв еств енные за безопа сную эксплуата цию опасных производ ственных объектов газопотребления , в пра в е

осущ еств лять св язью газ о сна бж а ющй (га з о ра спре д е л и т е л ь н о й) орга н и за ц и е й а т а к ж е орга н и за ц и я м и в ы п о л н я ю щ и м и по дог о в о р у ра б о т ы по т е х н и ч е с к о м у о б с л у ж и в а н и ю и р е м о н у ;

требов а ть отс р а н е н и я от о б с л у ж и в а н и я газ о в о б о р у д о в а н и я и в ы п о л н е н и я га з о о п а с н ы х ра б о т лиц , не прошедших пров фку зна ний или пока за в шие удов л е т в о р и т е л ь н ы е зна н и я на стоящих ПРАВ ил и других норма тив ных пра в о в ы х ак т о в и норма тив но - т е х н и ч е с к и х докум е н т о в , а т а к ж е инс т р у к ц и й по безопа сным метода м и приема м в ы п о л н е н и я ра б о т

осущ еств лять т е х н и ч е с к и й на д з о р при реконс т р у к ц и и и т е х н и ч е с к о м п е р е в о о р у ж и и опасных производ ственных объектов газопотребления .

5.3. Нару жные газ о п р о в о д ы о р у ж е н и я

5.3.1. Природные газы пода в а емые потребителям , должны соотв еств о в а ть требов а ниям госуда рств еного ста нд ар та и (или) т е х н и ч е с к и м ус л о в и я м , у в е р ж е н н ы м в уста нов ленном порядке.

Интенсив ность за па ха га за (одориз а ция) должна обесп ечив а ться газотра нспортной орга н и за ц и е й конечных точка х га з о ра спре д е л и т е л ь н о й с е т и (у потре б и т е л я) в пре д е л а х 3-4 ба л л о в .

Пункты контрол я , периодичность отбора проб, а т а к ж е интенсив ность за па ха га за (одориз а ция) должны определя ться газ о ра спре д е л и т е л ь н ы м и орга н и за ц и я м и в соотв еств ии с госуда рств енным ста нд ар том определе ния интенсивности за па ха га за за писью ре з у л ь т а т о в пров фки в журна ле .

5.3.2. Величина да в ления и кач еств ена га за в ы х о д я т газ о ра спре д е л и т е л ь н ы х ста н ц и й (ГРС) должна поддер ж и в а ться на уров не номина льной , определенной проектом .

Контроль да в ления га за в газопров одах сезонный должен осущ еств ляться измерением его не реж одного ра за в 12 м с . (в зимний период) в ч а с ы м а к с и м а л ь н о г о п о т р е б л е н и я га за в точка х на иболее н а б л а г о п о л у ч н ы х по ре ж и м у га з о с н а б ж е н и я , у с т а н а в л и в а е м ы х га з о ра спре д е л и т е л ь н о й орга н и за ц и е й

Газ о ра спре д е л и т е л ь н ы е орга н и за ц и и должны обесп ечив а ть норма тив ное да в ление га за у потре б и т е л я , при необходимости , осущ еств лять т е м п е р и ч е с к и й контроль да в ления га за после ГРС

5.3.3. Пров фка на личия в ла г и и конденса та в газопров одах уда ление должны пров одиться с периодичностью , исключа ющй в озможность обра з о в а н и я купорок

5.3.4. Уста нов ленные на газопров одах порна яа рма тура и конденса торы должны подв ерга ться каждому т е х н и ч е с к о м у о б s л у ж и в а н и ю и при необходимости - р е м о н у .

Св едения о т е х н и ч е с к о м о б s л у ж и в а н и и за нося тся в журна л , а о ка пита льном р е м о н е (за м е с) - в па спор та газ о п р о в о д а

5.3.5. Дейс твующие на ружье газопров оды должны подв ерга ться периодическим обхода м приборному т е х н и ч е с к о м у о б s л о в а н и ю , диа г н о с т и к е т е х н и ч е с к о г о с о с т о я н и я , а т а к ж е т е к у щ и м и ка пита льным р е м о н а м с периодичностью , уста нов ленной на стоящими пра в и л а м и

5.3.6. При обходе на дземных газопров одов должны в ы я в л я т ь с я у л о ч к и га за п е р е м е щ е н и я га з о п р о в о д о в а п р е д е л ы о п о р , на личие в и б р а ц и и сплющив а ния , недопустимого прогиба га з о п р о в о д а п р о с а д к и изгиба и пов р е ж д е н и я о п о р , с о с т о я н и е о т к л о ч а ю щ и х у с т р о й с т в и и изолирующих ф а н в ы х с о е д и н е н и й , с р е д с т в за щ и т ы от па д е н и я э л е к т р о п р о в о д о в , к р е п л е н и й

и окраски га зопров одовсохранность устройств электрохимической защиты и газбаритных знаков переходов в местах проезда автотранспорта

Обход должен производиться в режиме одного раза в 3 мес.

Выявленные неисправности должны своевременно устраняться.

5.3.7. При обходе наземных га зопров одовдолжны выявляться утечки газа на трассе га зопров одов нарушения целостности откосов отсыпки и одерновки обвала лова и состояние окключающих устройств и переходов в местах проезда автотранспорта

Обход должен производиться в режиме одного раза в 3 мес.

Выявленные неисправности должны своевременно устраняться.

5.3.8. При обходе подземных га зопров одовдолжны выявляться утечки газа на трассе га зопров одов в наличии признаков приборами (отбор и анализ проб) на присутствие газа в колодцах и камерах инженерных подземных сооружений (коммуникаций), контрольных трубах, подвалах зданий шахтных коллекторах, подземных переходах, расположенных на расстоянии до 15 м по обе стороны от га зопров одовучитывая сохранность на стенах ука за тель, ориентированных сооружений и устройств электрохимической защиты; очищаться крышки газовой колоды и ковров от снега, льда и загрязнений в выявляющихся, просадки оползни, обрушения и эрозии грунта, размывы га зопров одов в одковыми дождями в одом контролироваться условия производства строительных работ предусматривающие сохранность га зопров одов по режиму.

5.3.9. При обходе трассы га зопров одовдолжен обращать внимание на состояние берегов оврагов балок, ручьев, рек, расположенных в районе прокладки трассы и при обнаружении на них эрозионных, оползневых и других явлений принимать меры, обеспечивающие сохранность га зопров одов

При появлении опасности нарушения сохранности за сыпучими грунтами и основаниями га зопров одов обвала лова и газопроводной подушки опоры (или) основания фундаментов под опоры следует обеспечить выполнение комплексных мероприятий, обеспечивающих их устойчивость (укрепление, отвод поверхностных вод изменение течения в оды в одных пределах и др.).

При недостаточности этих мер следует принимать решение с проектной организацией по дальнейшей эксплуатации га зопров одов переносу (перекладке) га зопров одов

5.3.10. При обходе трассы подземных га зопров одовдолжна устанавливаться в зависимости от их технического состояния, наличия и эффективности электрозащитных устройств оккатории га зопров одов да в линию; пучинистости, просадочности и степени набухания грунтов, горных подрабоек, сейсмичности района, в течение года и других факторов, но не реже периодичности, приведенной в приложении 1.

5.3.11. Обходчики на ружных га зопров одовдолжны иметь маршрутные карты с трассой га зопров одов схемой электрозащиты, местоположением газовой и других сооружений (коммуникаций), колоды, подвалах зданий подводящих проводов на за газовой ноды 15 м по обе стороны от га зопров одов маршрутные картыдолжны ежегодно выявляться

До начала сезонной работы обходчики должны быть ознакомлены с трассой га зопров одов местности.

5.3.12. При обнаружении за газовой ноды сооружений на трассе га зопров одов утечки газа по в наличии признаков боковой пров одяще обход, обязан немедленно извещать аварийно диспетчерскую службу и до приезда бригады принять меры по предупреждению окружающих (жителей дома, прохожих) о за газовой ноды опасности открытого огня, пользования электроприборами и необходимости проветривания помещений.

Дополнительно должна быть организована проверка приборами и проветривания за газовой ноды цокольных и первых этажей зданий колоды и камер подземных сооружений (коммуникаций) на расстоянии до 50 м по обе стороны от га зопров одов

5.3.13. Результаты обхода га зопров одовдолжны отражаться в журнале.

В случае выявления неисправности или самовольного в действия работ в охранной зоне га зопров одов обходчики на ружных га зопров одовдолжны составлять рапорт руководству о газовой спредельной организации

5.3.14. Руководитель организации территории которой га зопров одов расположен территория, должен обеспечить доступ персонала газовой спредельной (эксплуатационной) организации для проведения обхода, технического обслуживания и ремонта га зопров одов оккатории и ликвидации аварийных ситуаций.

5.3.15. Владелец здания обязан обеспечить герметизацию в одов в выпуск инженерных коммуникаций в подвальные технические подполья.

5.3.16. На ружные га зопров одовдолжна проводиться периодическому приборному обследованию,

включая ющую : в выявление мест повреждений изоляционного покрытия, учек га за- для стальных га зопроводов выявление мест учек га за- для полиэтиленовых . Физическое приборное обследование технического состояния на ружьих га зопроводов определения мест повреждений изоляционных покрытий и на личия учек га за- должно проводиться не реже :

одного раза в 5 лет для наземных в обвалованных подземных , в том числе переходов через неудоходные в одные преграды для стальных га зопроводов кроме смонированных методом наплавки бурения ;

один раз в 3 года - для переходов га зопроводов через судоходные в одные преграды, кроме смонированных методом наплавки бурения .

Физическое обследование подземных га зопроводов переходах через в одные преграды, в выполненные из полиэтилена методом наплавки бурения , установка в ливаеся эксплуатационной организацией

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

5.3.17. Внеочередные приборные технические обследования стальных га зопроводов должны проводиться при обнаружении разрывов сварных стыков, сквозных коррозионных повреждений , а также при перерывах в работе электрозащитных устройств окладом года:

более 1 мес - в зонах воздействия блуждающих токов;

более 6 мес - в остальных случаях, если защита га зопроводов обеспечена другими устройствами

Наличие коррозии и значение параметров изоляционного покрытия, характеризирующих его защитные свойства, должны определяться во всех шурфах, отрываемых в процессе эксплуатации га зопроводов одних смежных сооружений .

Проверка сварных стыков на в скрытых участках га зопроводов должна осуществляться методами должна проводиться в случае, если ранее на га зопроводы обнаружены их повреждения (разрывы)

5.3.18. В местах выявления повреждений изоляционного покрытия, а также на участках где использовались приборы затруднительными методами , должны быть отбиты контрольные шурфы длиной не менее 1,5 м для выявления повреждений.

Количество шурфов в зонах промышленных помех должно составлять не менее 1 на каждые 500 м протяженности га зопроводов на каждые 200 м га зопроводов в одов

5.3.19. Бурение скважин с целью проверки герметичности (плотности) подземного га зопроводов для обнаружения мест учек га за- должно производиться на расстоянии не менее 0,5 м от стенки га зопроводов через каждые 2 м глубиной не менее глубины промерзания грунта в зиме в ремя, в остальное время на глубину укладки трубы .

5.3.20. Применение открытого огня для определения наличия газав скважин допускается не ближе 5 м от зданий и сооружений (коллаж) в долях траектории га зопроводов в ливае до 0,3 МПа .

Если газав скважине в ослабляется, проверка на личия проверки приборами.

5.3.21. При использовании в высококачественных приборах (газоискатели) чувствительностью не ниже 0,001% по объему , для определения наличия газав скважин может быть ограничена толщина дорожного покрытия, с целью их закладки в доли оси га зопроводов

5.3.22. Проверка плотности га зопроводов герметичность осуществляется в соответствии с требованиями на стоящих в вилк проведения испытаний при приеме га зопроводов эксплуатации.

5.3.23. Обследование подводящих переходов га зопроводов через судоходные в одные преграды должно выполняться организацией имеющей соответствующее оборудование и снаряжение . При этом уточняется местоположение га зопроводов относительно дна и на личие повреждений изоляционного покрытия по методике , утвержденной в установленном порядке.

Проверка также определение целостности , в заимора сполжания пригрузов на подводящих переходах и в местах, где приняты меры против возможного всплывания га зопроводов

5.3.24. Обследование подводящих переходов га зопроводов через неудоходные в одные преграды может выполняться эксплуатационной организацией по производственной инструкции (методике), утвержденной в установленном порядке.

5.3.25. Утечки газа на га зопроводов хобна ружьях при приборном техническом обследовании, устраняются в установленном порядке.

Дефекты изоляционных покрытий, выявленные на га зопроводов на сполжанных в зонах опасности в ливае блуждающих токов и на расстоянии не менее 15 м от ответственных,

общественных, бытовых жилых зданий должны устраняться в течение 1 мес, в остальных случаях не позднее чем через 3 мес после их обнаружения.

После завершения работ по ремонту изоляционного покрытия до наступления промозгания почв должно быть проведено повторное обследование состояния приборным методом.

5.3.26. По результатам приборного технического обследования должны составляться акты

5.3.27. Производственные работы в охранной зоне газопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями Правил охраны газопроводных сетей, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 20.11.2000 № 878*.

* Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, № 8, ст. 4694.

5.4. Текущий капитальный ремонт газопроводов

5.4.1. К текущему ремонту газопроводов относятся работы

устранение дефектов, выявленных при техническом обследовании;

устранение провисания на подземных газопроводах в местах прохода через канализационные колодези газопроводов

окраска подземных газопроводов по мере необходимости;

в местах прохода газопроводов

проверка состояния люков, крышек газопроводов, ковров и устранение перекосов, осадков и других неисправностей;

окраска двужырных коллекторов по мере необходимости;

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

устранение утечек газопроводов при авариях обычных и ленточных муфт, полумуфт на стальных газопроводах или полумуфт с закладными на гребневыми элементами на полиэтиленовых газопроводах мест отключения газопроводов помощью специальных устройств;

в авариях трубок (каплек);

устранение каплек муфт на стыках стальных газопроводов имеющих дефекты: напоров, растрескивание шпильки, ключения и поры свиста новых норм;

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

ремонт и замена коллекторов;

замена арматуры;

ремонт и замена ограждений на подземных установках арматуры;

замена люков и ковров

ремонт газопроводов;

ликвидация конденсатосборников и сифонных трубок;

в местах прохода подземных переходов, футеровки труб, засыпка засыпных участков и в местах прохода пригрузов;

в местах прохода заземления опорных столбов или на стальных участках;

в местах прохода засыпки газопроводов проектных откосов, в случае размыва или эрозии грунта;

замена проколов в вводе (в том числе участка в выходе из земли) газопроводов

замена отдельных соединительных деталей, в том числе переходов "сталь-полиэтилен" полиэтиленовых газопроводов

очистка арматуры и коллекторов от грязи и ржавчины окраска по мере необходимости;

разгонка участка двужырного сматку

проверка и набивка люков;

смазку при необходимости устранение неисправностей при одном устройстве а за двужырный

проверка состояния коллекторов (стяжки болты должны быть сняты);

проверка герметичности в местах резьбовых и фланцевых соединений мыльной эмульсией или приборным методом;

смазка изоляционных прокладок и прокладок.

5.4.2. Текущий ремонт арматуры и коллекторов производится не реже одного раза в год.

Если заводом изготовителем определена иная периодичность, то работы выполняются в

соответствия инструкций изготовителя.

Результаты проверки ремонта арматуры и компрессоров записываются на специальный опросный лист. Устранение герметичности арматуры на газопроводах возможно производить при давлении не выше 0,1 МПа.

5.4.3. Прокладочный материал для уплотнения соединений фланцев арматуры должен соответствовать действующим стандартам. Перед установкой на действующий газопровод он должен быть пропитан олифой.

5.4.4. Проведение работ по ремонту арматуры на действующем газопроводе допускается при давлении не более 0,1 МПа.

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

5.4.6. Замена прокладок фланцевых соединений газопроводов допускается при условии установки каменной прокладки между их разъединяемыми частями.

Станции электрохимической защиты при производстве работ исключаются.

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

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

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

Кроме того, стыки должны быть проверены физическим методом, кроме стыков полиэтиленовых газопроводов в сварных муфтах с закладными гравитями.

При механическом повреждении стального газопровода со смещением со сварного местоположения двусторонней сваркой стык в обе стороны от повреждения должен быть проверен физическим методом контроля.

5.4.8. Поврежденные сварные стыки стальных газопроводов разрывом, трещинами могут ремонтироваться путем установки муфты.

Герметичность сварных муфт должна проверяться мыльной эмульсией или прибором.

Сварка должна производиться 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 ослаблении фланцевых соединений и в скрытых полостях газопроводов должны приниматься меры, обеспечивающие сокращение выхода газа и усиленную вентиляцию мест работ.

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

замена установок электрозащиты без изменения установочной мощности;

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

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

ремонту и замене отдельных частей и блоков установок электрозащиты;

замена протекторов.

5.4.11. Работы по текущему ремонту должны выполняться по плану или графику утвержденному техническим руководителем эксплуатирующей (газоснабжающей) организацией.

5.4.12. При капитальном ремонте газопроводов выполняются следующие работы:

замена отдельных участков газопроводов;

замена газовой изоляции;

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

ремонт мест повреждений изоляции;

установка муфт на поврежденные участки газопроводов;

ремонт и замена опор на железобетонных газопроводов;

ремонт и замена компрессоров;

в оставшихся случаях при аварии или эрозии почвы:

замена отдельных участков в одностороннем направлении;

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

Замена участка новой оклеиваемой проволоки с изменением мощности, размещения или конструкции контура и подвода заземления производится по проекту.

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

Реконструкция стальных газопроводов может осуществляться открытым или безтраншейным методом.

5.4.14. Проекты реконструкции должны разрабатываться на основании в действующих в нормативных документов.

5.4.15. Стальные газопроводы используются для протяжки в них полиэтиленовых (в том числе профилированных) труб, следует относить к классу силы фуляру.

5.4.16. Допускается в пределах норм, предусмотренных технологической документацией, на наличие коррозионных отложений в теле стальных газопроводов при реконструкции их синтетическим теплоизоляционным на основе вспененного двухкомпонентного клея.

В этом случае защита от электрохимической коррозии должна осуществляться

5.4.17. Стальные газопроводы используются для протяжки в них полиэтиленовых (в том числе профилированных) труб под защитой от электрохимической коррозии на участках, где они выполняют функцию фуляров.

5.5. Техническое диагностирование трубопроводов

5.5.1. Техническое диагностирование осуществляется с целью определения технического состояния газопроводов участка нового линия ресурса его дальнейшей эксплуатации, на основании проведенной экспертизы.

5.5.2. Диагностирование должно проводиться по истечении 40 лет для стальных наземных и подземных, а также 50 лет для полиэтиленовых газопроводов в эксплуатации.

Досрочное диагностирование газопроводов назначается в случаях аварийных коррозионных разрушений стальных газопроводов, потеря прочности (разрыв фланцевых стыков, а также в случае строительства стальных газопроводов выше нормативного срока в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью электрохимической защиты.

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

5.5.3. План графике диагностирования газопроводов ставятся в зависимости от истечения нормативного срока их эксплуатации и согласовывается территориальным органом Госгортехнадзора России.

5.5.4. Порядок диагностирования стальных и полиэтиленовых газопроводов также газопроводов должен устанавливаться в соответствии с нормативными документами, утвержденными Госгортехнадзором России.

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

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

5.5.7. Продолжение ресурса эксплуатации газопроводов участка нового линии срока последнего проведения технического диагностирования газопровода определяются экспертной организацией.

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

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

5.6. Газорегуляторы

5.6.1. Режим работы ГРП в том числе блочных (ГРПБ), индивидуальных газорегуляторных пунктов

(ИРП) и газорегуляторных установок (ГРУ) должны устанавливаться в соответствии с проектом.

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

5.6.3. Предохранительные сбросные клапаны, в том числе встроенные в регуляторы давления, должны обеспечить сброс газа при превышении номинального рабочего давления после регулятора не более чем на 15%; в фактический предел срабатывания предохранительного запорного клапана (ЗК) не должен превышать номинальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 25%.

5.6.4. Колебания давления газа в выходе из ГРП допускаются в пределах 10% от рабочего давления. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов и другие учётчики газа должны устраняться в аварийном порядке.

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

5.6.6. При эксплуатации ГРП с номинальной пропускной способностью регулятора свыше 50 м³/ча должны выполняться следующие работы, если изготовителем не исключены отдельные виды работ: предусмотренная большая периодичность их проведения:

осмотр технического состояния (обход) в сроки, установленные в спецификации производителя;

проверка параметров срабатывания предохранительного запорного клапана - не реже одного раза в 3 мес., а также по окончании ремонта оборудования;

техническое обслуживание - не реже одного раза в 6 мес.;

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

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

5.6.7. Осмотр технического состояния и текущий ремонт ГРП с пропускной способностью регулятора свыше 50 м³/ча должны производиться по графику в сроки, обеспечивающие безопасность и надёжность эксплуатации, утвержденным техническим руководителем эксплуатирующей организацией.

5.6.8. При осмотре технического состояния ГРП с пропускной способностью регулятора свыше 50 м³/ча должны выполняться:

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

контроль заправленности положения молоточка и надёжности сцепления рычагов предохранительного запорного клапана;

смена картера микрорегистрирующих приборов, прочистка и заправка керосин, заправка сового механизма. Установка капера на "ноль" - не реже одного раза в 15 дней;

проверка состояния и работы электроосвещения, вентилиции, систем отопления, в изъёмные выявление трещин и неплотностей стен, отделяющих основное и вспомогательное помещения ГРП;

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

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

5.6.9. При техническом обслуживании ГРП с пропускной способностью регулятора свыше 50 м³/ча должны выполняться работы, предусмотренные при осмотре технического состояния, а также:

проверка работоспособности и герметичности запорной арматуры и предохранительных клапанов;

проверка плотности в сечении и арматуры, устранение утечек газа, осмотр и очистка фильтра;

определение плотности и чувствительности мембран регулятора давления и управления;

продувка импульсных трубок к контрольно-измерительным приборам предохранительного запорного клапана регулятора давления;

проверка параметров настройки запорных сбросных клапанов.

5.6.10. При ежегодном текущем ремонте ГРПС пропускной способностью регулятора свыше 50 м³/ча должны выполняться работы, предусмотренные при техническом обслуживании, а также:

разборка регуляторов для проверки, предохранительных клапанов с очисткой их от коррозии и загрязнений, проверка плотности клапанов относительно седла, состояние мембран, смазка трущихся частей, ремонт или замена изношенных деталей, проверка надежности крепления конструктивных узлов, не подлежащих разборке

разборка поршня рм турбы, не обеспечивающей герметичность за крытия

ремонт строительных конструкций;

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

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

Если за в одомзготовителем установлен иной состав работ периодичность их проведения к оборудованию то работы выполняются в соответствии с инструкцией по эксплуатации за в одомзготовителем.

5.6.11. Капитальному ремонту ГРПС пропускной способностью регулятора свыше 50 м³/ча относятся работы по:

ремонту здания (конструктивных элементов) и его инженерного оборудования (освещение, вентиляция, отопления);

ремонту и замене уставшего и изношенного оборудования или отдельных его узлов и частей

5.6.12. При эксплуатации ГРПС пропускной способностью регулятора до 50 м³/ча должны выполняться:

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

текущий и капитальный ремонт по мере необходимости.

5.6.13. При выполнении технического обслуживания (совмещенного с осмотром технического состояния) ГРПС пропускной способностью регулятора до 50 м³/ча должны выполняться следующие работы в порядке, установленном за в одомзготовителем:

внешний осмотр оборудования при необходимости - очистка его от загрязнений;

проверка прибора в единицы давления регулятора, за состоянием фильтра и, при необходимости, его прочистка;

проверка в единицы давления срабатывания предохранительных клапанов

проверка отсутствия утечек газа при выявлении их устранение.

5.6.14. Газ по объему газопроводов типа судопускается подаваться только в течение времени, необходимого для ремонта оборудования и рм турбы. Работы должны выполняться бригадой рабочих состава в не менее двух человек, под руководством мастера.

5.6.15. Перед давлением газа на фильтре не должно превышать единицы, установленной за в одомзготовителем.

Разборка очистки карбонфильтра должны производиться при техническом обслуживании в помещении ГРП (ГРУ) в местах, удаленных от легковоспламеняющихся веществ и материалов.

5.6.16. Настройка и проверка параметров срабатывания предохранительных клапанов допускаются с помощью регулятора для проверки, если в фактический предел их срабатывания не превышает 0,003 МПа.

5.6.17. При разборке оборудования отключающие устройства должны быть закрыты. На границах отключающего участка устанавливаются заглушки, рассчитаны на максимальное рабочее давление газа.

Для удобства установки к заглушкам при монтаже газопроводов должны предусматриваться фланцевые соединения для установки кипов ортоной или листовой заглушки с приспособлением для разжатия фланцев и токопроводящей перемычкой.

5.6.18. Техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования газорегуляторных пунктов с газорегуляторным режимом эксплуатации может производиться в соответствии с нормами по безопасности за в одомзготовителем. Исключением газорегуляторного срока это оборудование должно пройти сервисное обслуживание с оформлением акта.

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

Снарядная таблица ГРП, на ГРП и ограждении ГРУ должны быть предупреждающие надписи - "Огнеопасно - газ".

5.7. Взрывозащищенное электрооборудование релейных приборов системы автоматизации сигнализации

5.7.1. Эксплуатационная организация должна обеспечить постоянный технический контроль, обслуживание, текущий и капитальный ремонты приборов и средств автоматизации блокировки и сигнализации установочных на газопродухающих установках, а также взрывозащитного электрооборудования, обеспечивающего режим безопасной коммутации электроцепей в взрывоопасных помещениях.

5.7.2. Проверка герметичности импульсных газопродухов одитя при осмотрах и техническом обслуживании газовой аппаратуры.

5.7.3. Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту средств измерений, систем автоматизации и сигнализации устанавливаются в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту технических средств АСУ ТП определяются требованиями согласованной эксплуатирующей организацией и территориальным органом Ростехнадзора России.

5.7.4. Проверки метрологического характера за средствами измерений осуществляются в соответствии с требованиями нормативных актов области метрологического контроля.

5.7.5. Периодической метрологической проверкой подлежат следующие средства измерений: тягонапоромы; манометры показывающие и регистрирующие, дистанционные - не реже 1 раза в 12 мес;

переносные и стационарные стандартизированные газоанализаторы сигнализаторы взрывоопасности концентрации газа - 1 раз в 6 мес, если другие сроки не установлены заводом-изготовителем.

5.7.6. Не допускаются к применению средства измерения, у которых отсутствует пломба или клеймо, просрочен срок проверки имеются повреждения, стрелка при отключении не возвращается в нулевое положение шкалы на величину, превышающую половину допускаемой погрешности данного прибора.

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

5.7.8. Закрытие уставов окрестности в том числе блокировки и средств сигнализации должно соответствовать требованиям указанным в техническом отчете пусконаладочной организации.

Сигнализаторы контролирующего состояния загазованных помещений срабатывают при возникновении в помещении концентрации газа не превышающей 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени.

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

5.7.10. Проверка срабатывания устройств защиты, блокировки и сигнализации должна проводиться не реже одного раза в 6 мес., если другие сроки не предусмотрены заводом-изготовителем.

5.7.11. Проверка сигнализаторов загазованных помещений должна выполняться с помощью контрольных газовых смесей.

5.7.12. Эксплуатация газовой аппаратуры отключенными технологическими запитами, блокировка сигнализацией и контрольно-измерительными приборами, предусмотренными проектом не допускается.

5.7.13. Приборы, снятые в ремонт или на проверку должны закрываться на идентичные по условиям эксплуатации.

5.7.14. Техническое обслуживание и ремонт средств измерений, устройств автоматизации АСУ ТП РГ должны осуществляться персоналом газовой специализированной организации или по договору специализированной организации имеющей соответствующий опыт в проведении работ.

Персонал, осуществляющий техническое обслуживание и ремонт устройств автоматизации АСУ ТП РГ, должен знать устройство и работу аппаратуры приборов КИП, уметь производить ремонт и регулировку, знать устройство газовой аппаратуры быть аттестованным по вопросам промышленной безопасности пройти проверку знаний на стоящих в или правобезопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, с присвоением соответствующей группы по электробезопасности.

5.7.15. Работы по регулировке и ремонту систем автоматизации противаварийных щитов,

блокировка сигнала загорания информации не допускается.

5.7.16. Устройство электрооборудования, используемого в газораспределительных сетях, должно отвечать требованиям правительственных органов и эксплуатироваться с соблюдением правил технической эксплуатации и техники безопасности электроустановок потребителей и инструкций заводского изготовления.

5.7.17. Порядок организации электрооборудования в нормальном исполнении и в аварийном режиме и периодичность выполняемых при этом работ должны соответствовать требованиям соответствующих нормативных документов.

5.8. Средства защиты газопроницаемых проволочных проволочных

5.8.1. Эксплуатация средств электрохимической защиты и периодический контроль потенциалов на подземных газопроводах должны проводиться специализированными организациями, лабораториями, агентствами в порядке, установленном в Российской Федерации.

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

5.8.3. Электрохимическая защита газопроводов в грунте в высокой коррозионной агрессивности в зависимости от влияния выброса токов, должна обеспечивать значения поляризационных потенциалов стали в пределах от -0,85 вольта до -1,15 вольта (относительно насыщенного медносульфатного электрода сравнения) или значения суммарного потенциала (включающего поляризационную и омическую составляющие) - разности потенциалов между трубой и землей в пределах от -0,9 вольта до -2,5 вольта (относительно насыщенного медносульфатного электрода сравнения).

При наличии опасности влияния выброса токов в грунте низкой и средней коррозионной агрессивности катодная поляризация должна обеспечивать отсутствие на газопроводах опасных зон.

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

5.8.5. Технический осмотр электрозащитных установок не оборудованных средствами технического контроля, должен производиться не реже четырех раз в месяц - на дачных, дварах в месяц - на каменных, один раз в шесть месяцев - на протекторных установках.

При наличии средств технического контроля сроки проведения технических осмотров установок в зависимости от технических характеристик (газораспределительной) организации учета данных о надежности устройств технического контроля.

5.8.6. Проверка эффективности электрохимической защиты газопроводов должна проводиться путем измерения поляризационного потенциала или разности потенциалов между трубой и землей не реже чем 2 раза в год (с интервалом не менее 4 месяцев), а также после каждого изменения параметров электрозащитных установок или коррозионных условий.

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

Для подключения к газопроводу могут быть использованы специальные контрольно-измерительные пункты, в зависимости от задания и другие элементы газопроводов доступные для выполнения измерений.

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

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

5.8.9. Если при техническом осмотре установок, что катодная установка работает а технический контроль за ее работой не осуществляется, следует принимать, что перерыв в ее работе составляет 14 суток (от одного технического осмотра до другого).

5.8.10. Исправность электроизолирующих соединений должна проверяться не реже одного

раз в 12 месяцев .

5.8.11. Измерения потенциалов для определения опасных уровней тока на участках зазоров должны проводиться в шихах, следует проводить не реже одного раза в 2 года, а также при каждом изменении коррозионных условий, с интервалом между точками измерения не более 200 м в помещениях и не более 500 м на межсекционных зазорах

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

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

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

5.8.15. Изоляция сварных стыков единичных газопроводов в разрезе (присоединений), ремонт повреждений участков покрытий и контроль качества выполненных работ должны осуществляться по технологическим инструкциям для каждого вида покрытий, согласованным органами Госгортехнадзора России

5.8.16. Сварные стыки труб и места повреждений защитного покрытия должны изолировать специальными материалами, что и газопровода также битумными мастичными армирующими слоями, термостойкими на основе полиэтилена муфтами, комбинированными мастично-ленточными материалами и другими покрытиями, разрешенными к применению в установленном порядке.

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

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

5.8.18. Владелец газопровода должен установить причины возникновения коррозионноопасных зон

5.8.19. Каждый случай сквозной коррозионной коррозии газопровода подлежит расследованию в установленном порядке, комиссией, в состав которой должен входить представитель специализированной организации за защитой газопровода от коррозии. О месте работы комиссии собственник газопровода обязан заблаговременно извещать территориальный орган Госгортехнадзора России

5.9. Внутренние изоляционные покрытия и другие изоляционные материалы

5.9.1. Производственные помещения, в которых проложены газопроводы, установка которых должна использоваться установка и арматура, должны быть доступны для технического обслуживания и ремонта, а также соответствовать проекту .

5.9.2. Запрещается использование газопроводов в качестве опорных конструкций и заземлений .

5.9.3. Внутреннее газопровода также газопроводов оборудование (технические устройства) должны подвергаться техническому обслуживанию не реже одного раза в месяц и текущему ремонту - не реже одного раза в 12 месяцев в случаях, если в паспорте в одностороннем направлении ресурса эксплуатации и нет данных об его ремонте .

5.9.4. Проверка технического состояния промышленных дымоходов (газоходов) должна производиться после их ремонта, а также до пуска в работу установка окислительного действия и при нарушении тяги.

5.9.5. Газопроводы должны использоваться установка котла и печи, при пуске газопровода продувка газом в течение вращении, определенного расчетом (экспериментально), указанного в производственной инструкции, но не менее 10 мин . Скорость продувки определяется анализом содержания кислорода в газопроводах при содержании кислорода более 1% по объему розжиг горелок не допускается .

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

Продувать газопроводы без опасности и газопроводные устройства не допускается .

5.9.6. Топки газопроводов перед пуском газопроводов, печей должны

быть провешены и провисы.

Время в эксплуатации определяется расчетом и устанавливается инструкцией или (для автотоматизированных горелок) программой запуск (розжига).

5.9.7. Отключающая аппаратура на газопроводах перед горелкой должна перед розжигом провешиваться на герметичность в установленном порядке, установленном проектом.

Горелки пусковой мощностью свыше 0,4 МВт должны оснащаться стационарной запальной горелкой, обеспечивающей flashback у основной горелки в режиме розжига, а также наличие flashback в селективном режиме работы газопользующей установки.

Врезка газопровода за щитом запальных устройств (ЗЗУ) горелок для газопользующих установок должна быть выполнена до предохранительных запорных клапанов (ПЗК).

На котлах, конструкцией которых предусмотрены настенные горелки, за щитом запальных устройств (ЗЗУ), обеспечивающие наличие и контроль запальной flashback у горелки в режиме розжига и селективный контроль flashback основной горелки в селективном режиме работы котла, в случае режим розжига, допускаются установка вливательных на настенных горелках.

5.9.8. Газопроводы газопользующих установок с горелками единичной тепловой мощностью свыше 0,35 МВт до 1,2 МВт должны быть оборудованы по ходу газопровода емкостями последовательными, предохранительными запорными клапанами (ПЗК) и регулирующим устройством перед горелкой.

Газопроводы газопользующих установок с горелками единичной тепловой мощностью свыше 1,2 МВт должны быть оборудованы по ходу газопровода емкостями последовательными, предохранительными запорными клапанами (ПЗК), а в том случае отключающим устройством, установленным между ними, связанным с атмосферой, обеспечивающим автоматическую проветровку герметичности запорных предохранительных запорных клапанов (ПЗК) перед запуском (розжигом) и регулирующим устройством перед горелкой.

5.9.9. На газопользующих установках, оборудованных группой горелок с контролируемым flashback, обеспечивающим розжиг отдельных горелок (группы) допускаются первичные по ходу газопровода предохранительные запорные клапаны (ПЗК) установка в общем.

5.9.10. Газопользующие установки должны оснащаться системой технологических запорных клапанов подающего газа в случаях:

- погасания flashback горелки;
- отклонение давления газа перед горелкой за пределы области устойчивой работы;
- понижение давления в воздухе допустимого (для двухпроходных горелок);
- увеличение давления в топке (кроме топок, работающих под давлением);
- прекращение подачи электроэнергии или исчезновение напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления линиями и средствами измерения.

5.9.11. Каждая газопользующая установка должна быть оснащена блокировкой, отключающей подачу газа в топку при отсутствии flashback на запальном устройстве (ЗЗУ).

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

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

5.9.12. Если при розжиге горелки или в процессе регулирования произошел отрыв, проскок или погасание пламени, подача газа на горелку и за щитом запальных устройств (ЗЗУ) должна быть немедленно прекращена.

К повторному розжигу разрешается приступить после устранения причины неполадок, в эксплуатации топки и газопроводов течение времени, указанного в инструкции, но не менее 10 мин, а также проветривания герметичности запорных клапанов перед горелкой.

5.9.13. Допускается эксплуатация газопользующих установок без постоянного наблюдения со стороны персонала при оборудовании их системой автоматического обеспечения flashback без аварийной защиты от аварии в аварийном случае возникновения неполадок.

Сигналы о состоянии безопасности неисправности оборудования состоянии охранной сигнализации помещения, где оно размещено, должны выводится на диспетчерский пункт или в помещении с постоянным присутствием работающих, способных на прямое вмешательство персонала для принятия мер или передать информацию в организацию с которой заключен договор обслуживания.

5.9.14. Установленные средства защиты должны немедленно прекратить подачу газа на

газоиспользующего устройства при возникновении недопустимых отклонениях в работе оборудования предусмотренных производственной инструкцией.

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

5.9.16. Перед ремонтом газопроводов и осмотром и ремонтом топок или газопроводов также при вводе в эксплуатацию газовых котлов, газопроводов и иных запальных трубопроводов должны отключаться от газопроводов устройства газопроводов после запорной арматуры.

Газопроводы, печи и других агрегатов вводимых в ремонт, должны отключаться от общего газопровода с помощью шибров или глухих перегородок.

5.9.17. Доводения в работу газоиспользующих устройств в том числе сезонного действия, должна обеспечиваться

проведением инструкций обслуживающим персоналом в соответствии с требованиями на стоящих приборах

текущий ремонт газопроводов и систем в том числе

проведение планово-предупредительного ремонта газифицированных устройств и в спомогательного оборудования

проведения испытаний в вентиляционных и дымоотводящих системах; в выполнении требований нормативных технических документов по устройству и безопасной эксплуатации котлов, устройств Госгортехнадзора России

Снятие запорных устройств и пуск газозащитных при наличии документов, подготавливаемых в выполнении указаний

5.9.18. Установка с устройством в нем газоиспользующим оборудованием должны быть оснащены системой контроля в воздухе содержание в нем кислорода и метана.

5.9.19. Прямочные теплоагрегаторы, отопительная печь в парильном отделении бань, в исключаютядооткрытия бань

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

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

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

* Сборник законодательства Российской Федерации, 1999, № 1, ст. 191.

5.9.22. Газопроводы (технические устройства), в том числе иностранного производства, должны быть сертифицированы, а также иметь разрешение Госгортехнадзора России на применение в соответствии с требованиями Инструкции о порядке выдачи Госгортехнадзором России разрешений на выпуск применения оборудования для газопого хозяйства Российской Федерации (РД 12-88-95), утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 14.02.1995 № 8 и зарегистрированной Минюстом России 15.06.1995 рег. № 872*.

* Российские акты 20.07.1995, № 134.

Нормы сертификации и разрешения вносителей на спортивного устройства.

6. ПРОВЕРКА И СПИСОК И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВОДОВ НА ТЕРРИТОРИЯХ С ОБОИ УСЛОВИЯМИ

6.1. Общие требования

6.1.1. Проектирование, строительство и эксплуатация газопроводов на территориях с особыми условиями должна осуществляться с учетом наличия и значений их в отношении газопроводов с учетом рельефом местности, геологическим строением грунта,

гидрогеологическим режимом, подрабткой территории строительства газопровода климатическими и сейсмическими условиями, а также с другими воздействиями и возможностью их изменения в времени.

6.1.2 Допускается не предусматривать дополнительные мероприятия в просадочных грунтах I типа, слабобужающихся, слабопучинистых, слабопесчаных, слабых впитывающих на сыпучих грунтах, если на протяжении газопровода деформаций не превышают допустимые, определенные на стадии проектирования (или) отсутствуют условия, вызывающие деформации.

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

6.1.4 При проектировании газопроводов и других сооружений на газопроводах следует руководствоваться требованиями на стоящих в вале также соответствующих строительных норм и правил в изыскательских условиях строительства.

6.1.5 При прокладке подземных газопроводов в односторонних грунтах, ниже уровня 2% обеспеченности, необходимо предусматривать пригрузку (балласт) к газопроводов

Конструкция грузов должна быть стойкой к агрессивному воздействию грунта и грунтовых вод исключать возможность повреждения изоляции.

6.1.6 При высоком уровне грунтовых вод следует предусматривать в односторонние, дренажные устройства. Допускается на земля или на земля прокладка газопровода

6.1.7 В местах ввода газопроводов здания и сооружения следует предусматривать эластичные уплотнения, допускающие свободное перемещение труб.

6.1.8 При прокладке подземных газопроводов участка хребта в однородной деформацией грунта следует предусматривать мероприятия, снижающие на протяжении газопровода (установку колодезных торцов, за сыпучих газопроводов а также на участках грунта на участках не менее 50 диаметров по обе стороны).

6.1.9 При строительстве газопроводов следует, как правило применять одинарные трубы.

6.1.10 На вводе в газопровод следует предусматривать фуляры с диаметром обеспечения зазора между фуляром и газопроводом не менее $\frac{1}{3}$ в единицы осадки в выпучивании

6.1.11 Перед началом строительства газопроводов необходимо уточнить соответствующие инженерных изысканий топографию, геологию, гидрологию, сейсмичность (плотность) проекту.

При выявлении несоответствия, следует согласовать дальнейшее ведение работ по строительству газопроводов проектной организацией

Проектная организация должна обеспечить автостоянку для строительства газопровода на весь период его строительства.

6.1.12 Проверка качества сварных (стыков) физическими методами контроля при строительстве газопроводов в районах с особыми условиями должна производиться в соответствии с действующими строительными нормами и правилами учитывать степень риска от газопроводов условия эксплуатации.

6.1.13 Газовые объекты эксплуатируемые газопроводы на территориях с особыми условиями, должны иметь службы, в задачи которых должны входить

контроль в выполнении технических мероприятий, как в период строительства, так и при проведении технического обслуживания, текущего и капитального ремонтов газопроводов изучение и анализ сведений о подвижных и планируемых горных подработках а также вызывающих редкое в течение газопровода вызывающих деформацию;

организация и проведение наблюдений за изменением напряженно-деформированного состояния газопроводов процессе горных подработок, а также прогнозирования этих изменений по данным инструментальных наблюдений за движением земной поверхностью;

решение организационно-технических вопросов обеспечения надежности и безопасности газопроводов перед началом очередных горных подработок, в процессе интенсивного движения земной поверхностью, а также в других случаях, вызывающих геологическим строением грунта и его гидрогеологическим режимом;

разработка совместно с горными производственными организациями мероприятий эксплуатации газопроводов в редкого в течение горных работ а также мероприятий по предупреждению проникновения газопроводов коммуникации и здания

6.1.14 В газопроводных объектах должны быть составлены дополнительные планы и графики осмотра газопроводов в выявление деформации грунта и других явлений, которые могут вызвать аварийные на протяжении газопровода

6.1.15. Внеплановый обход трассы газопроводов следует производить после аварий в артезианских коммуникациях, сооружениях, расположенных в районе прокладки газопроводов обильных дождей, подъема грунтовых вод уровням в оды рек, ручьях, в районах обводнения и заболочивания трассы газопровода.

6.1.16. Газопроводы слабобучинистых, слабобухажущих грунтов, грунты I типа просадочности, лежащих на сыпучих вечномерзлых грунтах, районах сейсмичностью до 6 баллов (для наземных газопроводов) до 7 баллов (для подземных) следует обходить в общеплановые сроки.

6.1.17. При эксплуатации газопроводов следует уделять внимание участкам в газопроводах Вести на блуждание за газом между трубопроводом и фундаментом, а также за состоянием натяжных компенсаторов.

6.1.18. Следует предусматривать мероприятия по отводу воды от трассы газопровода допускать обводнения и заболочивания трассы.

6.1.19. При обходе подземных газопроводов следует производить проверку на загазования колодезь, артезианских и подвалных этажей зданий в радиусе 50 м от газопровода в зимний период и 80 м в высокогод в летний.

6.1.20. При обходе подземных газопроводов следует следить за деформациями колодезь сооружений, вызванными сдвигами в вышечиваниями та же занятием в них в оды.

6.1.21. При выявлении подвизж (осады) или выпучивания трубы при подземной прокладке газопровода следует отрываться шурфы для определения состояния изоляции и причины, приведшие к деформациям газопровода.

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

6.1.22. Капремонт следует предусматривать устройств в в торогдзя строительства и эксплуатации газопровода территории с особыми условиями.

6.2. Вечные мерзлоты

6.2.1. Прокладка газопроводов в районах вечномерзлыми грунтами допускается на дземной. На земляной прокладке газопровода выполняется в обваловании и укладкой его на основание из песка или другого непучинистого грунта. Газорельсовые основания обваловки газопровода следует принимать по теплотехническому расчету, подвизжающую обеспечение устойчивости газопровода.

6.2.2. При проветривании газопроводов в вечномерзлых грунтах в качестве оснований следует предусматривать:

в вечномерзлые основания в мерзлом состоянии, сохранением в процессе строительства и эксплуатации;

в вечномерзлые грунты, оснований которых используются в оттаявшем состоянии.

6.2.3. На дземную прокладку газопровода следует выполнять на земляных подушках при строительстве газопровода оснований из вечномерзлых грунтов в оттаявшем состоянии и (или) на опорах сваях или использованных оснований в мерзлом состоянии.

6.2.4. Подземную прокладку газопроводов следует выполнять при отрицательной температуре газоза.

6.2.5. При проветривании газопроводов следует предусматривать устойчивость газопроводов сооружений на них от воздействия оттаивающих промерзающих грунтов.

6.2.6. При переходе подземного газопровода через железнодорожные пути и в торогдзя следует предусматривать мероприятия по предупреждению оттаивания грунта дземного полотна и оснований сыпидорог.

6.2.7. Строительство газопроводов прокладываемых на вечномерзлых грунтах, следует производить в зимнее время, а в летний период выполнять с помощью рабобы.

6.2.8. В летний период следует предусматривать мероприятия по предотвращению протавания грунтов.

В зимний период, капремонт следует разрабатывать через ледяные грунты с максимальной способностью.

6.2.9. Устройство обвалования земляных опор при наличии в основании устойчивых грунтов не требует дополнительных условий.

Для обеспечения устойчивости газопроводов на через ледяных основаниях неустойчивых при оттаивании грунтов, следует производить присыпку газопровода ужим мерзшимя грунтом при сохранении мохового покрова и отсыпками.

6.2.10. Скв а жны под опоры следует , как пра в ил о за к л а д ы в а т ь з и м н и й п е р и о д м е х а н и ч е с к и м (б у р е н и е м) и л и т е р м и ч е с к и м (п р о п а р и в а н и е м р ы л ы х г р у н о в) с п о с о б о м

6.2.11. П о с л е п р о х о д к и с к в а ж н ы с л е д у е т з а п о л и т ь е е н а $\frac{1}{3}$ в ы с о т ы с а м м (г л и н ы м и л и д р у г и м р а с т в о р о м о б е с п е н и в а ю щ и м с в о б о д н о е п о г р у ж е н и е с в а и с в ы з ы в а е т с ь о р а с л е с м ы з а н и я с о с в а й с т е н к а м и с к в а ж н

С в а с т ь ю о б е с п е ч е н и я и х в ф и к а л ь н о г о п о л о ж е н и я с л е д у е т р а с к р е п л я т ь .

6.2.12. У к л а д к а т р у б н а с в а д о п у с к а е т с я т o л ь к о п o c л e o б e c п e ч e н и я п o л o г o с м ы з а н и я с в а и г р у н о м .

6.2.13. З а б и в к а в а й г р у н ы п р и з а л г а н и в е н о м ы з ы л ы х г р у н о в н и ж e o c т р и я с в а д o л ж а п р o и з в o д и т ь с я к а к в o b ы ч н ы х г р у н о в ы х у c л o в и я х .

6.3. П р о с а д о ч н ы е р у н ы

6.3.1. П р и п o d з e м o й п р o к л а д к e г а з o п р o в o д o в и р и в e и ч и н e н e д o п у c т и м ы х o c a d o к и п р o c a д o ч н ы х г р у н о в , c л e d u e т y c т р a и в a т ь л o в o d o п p o н и ц a e м ы й э к p a н и з y л o т н e н ы х г р у н o в , т o л щ и н a к o т o p o г o o п p e d e л я e т с я p a c c e т o м . З a c ы п к y п a з y x т p a н и и c л e d u e т п p o и з в o d и т ь н e д p e и p y ю щ и м в o d o n п p o н и ц a e м ы м г р у н o м (м e л ь н ы e л e c c o в и д н ы e с y л и н к и , c м e c и , г л и н ы) , c л o я м и c y л o t n e н и e м д o e c т e c т в e н н o й п л o t н o c т и г р у н a .

6.3.2. П р и н a д з e м o й п р o к л a d k e г a з o п p o в o d a c л e d u e т п p e d y c m a т p и в a т ь в o d o n п p o н и ц a e м ы e э к p a н ы п o d o c н o в a н и e м ф u н d a м e н o в o п o p , з a c ы п к y п a з y x ф u н d a м e н a н e d p e и p y ю щ и м г р у н o м и y c т p o й c т в o o т c л o c т к и .

O т c л o c т к a д o л ж a п e p e k p ы в a т ь п a з y x и ф u н d a м e н o в n e м e н e ч e м н a 0,5 м . П o d o т c л o c т к o й c л e d u e т y c т p a и в a т ь л и н ы й з a м o k т o л щ и н o й n e м e н e 0,15 м .

6.3.3. P ы т ь e т p a н и и в г р у н a x II т и п a п p o c a д o ч н o c т и c л e d u e т п p o и з в o d и т ь п o c л e o k o н н a н и я п p e d y c m a т p e н ы х п p o e к т o м p a б o т o б e c п e н и в a ю щ и x п p e d o т в p a щ e н и e c т o k a п o в e p x н o c т ы х в o d т p a н и o , к a к в п e р и o d c т p o и т e л ь c т в a , т a к и в п e р и o d э к c п л a т a ц и и .

6.3.4. П р и p ы т ь e т p a н и и в г р у н a x II т и п a п p o c a д o ч н o c т и c л e d u e т e e д и н y н a з н a ч a т ь y c e o м o б e c п e ч e н и я y k л a d k и з a c ы п к и р y б o п p o в o d a п o c л e o k o н n a н и я c м ы . З a c ы п к a d o л ж a п p o и з в o d и т ь c я n e d p e и p y ю щ и м г р у н a м и c y л o t n e н и e м д o e c т e c т в e н н o й п л o t н o c т и г р у н a . Y c т p o й c т в o в o d o n п p o н и ц a e м o г o э к p a н a o т c л o c т к и , z a c ы п k a p a н и и d o л ж ы п p o и з в o d и т ь c я c y c e o м т p e б o в a н и й п p o e к т a , a т a к ж e o b щ и x y k a z a n и й

6.4. Н а б у х а ю щ и е р у н ы

6.4.1. Д л я п o d z e м ы х г a z o п p o в o d o в и р и в e и ч и н e p a c c e т ы х д e ф o p м a ц и й o c н o в a н и я c n a б у x a ю щ и м г р у н a м и б o л ь e д o п y c т и м ы х , c л e d u e т п p e d y c m a т p и в a т ь :

y c т p o й c т в o k o м п л e к c и p y ю щ и x п e c ч a н ы х (к p o м e п ы л ь a т ы х и м e k o з ф и н c т ы х) п o д y c e c ш и p и н o й и в ы c o т o й п o p a c c e т y н a к p o в л e n a б у x a ю щ и x и л и в п p e d e л a x c л o я n a б у x a ю щ и x г р у н o в c и x y л o t n e н и e м д o o б ь e м o г o в e c a n e м e н e 1,6 г / c м ³ ;

в ы п o л н e н и e в o d o z a щ и т ы х м e p o п p и я т и й ;

п л a н и p o в к y т e p p и т o p и и , o б e c п e н и в a ю щ o o т в o d o в e p x н o c т ы х в o d т p a н и и ;

п o л н o и л и ч a c т и ч н o y з a м e н y n a б у x a ю щ e г o г р у н a n a б у x a ю щ и м .

В ы б o p м e т o d a y c т p a н e н и я и л и c н и ж e н и я д e й c т в и я n a б у x a ю щ и x г р у н o в n a г a z o п p o в o d c л e d u e т o c y щ e c т в л я т ь и c x o d я и з т e x н и k o - э к o н o м и ч e c к и х o б o c н o в a н и й o п p e d e л e н ы х п p o e к т o м .

6.4.2. З a c ы п к y t p a н и и c л e d u e т п p e d y c m a т p и в a т ь л и б o п p и в o з н ы м e d p e и p y ю щ и м г р у н o м , л и б o м e л ь н ы м г р у н o м c п p e t a p и т e л ь н ы м e г o y л a ж e н и e м .

6.4.3. C т p o и т e л ь c т в o г a z o п p o в o d o в c p e d н a б у x a ю щ и x и c и л ь н o n a б у x a ю щ и x г р у н a x д o л ж o o c y щ e c т в л я т ь c я a n a л o г и ч н o c т p o и т e л ь c т в y в п p o c a д o ч н ы х г р у н a x II т и п a .

6.4.4. П р и э к c п л a т a ц и и г a z o п p o в o d o в c л e d u e т в ы я в л я т ь o в л e н и e в ы п y ч и в a н и я c ы п к и t p a н и и и o п o p г a z o п p o в o d a

6.5. Э л ю в и a л ь н ы е р у н ы

6.5.1. П р и п p o e к т и p o в a н и и c л e d u e т п p e d y c m a т p и в a т ь м e p o п p и я т и я , a n a л o г и ч н ы e д л я п p o c a д o ч н ы х и n a б у x a ю щ и x г р у н o в , в z a в и c и м o c т и o т x a p a k t e p a в o з d e й c т в и я e л o в и a л ь н ы х г р у н o в n a г a z o п p o в o d o y

В г р у н a x , c n a л и ч и e м в к л o ч e н и й c к a л ь н ы х п o p o d , c л e d u e т п p e d y c m a т p и в a т ь п o л н o y z a м e н y и x p ы л ы х в к л o ч e н и й и з в e p x н e й з o н ы o c н o в a н и я n a т o л щ и н y n e м e н e 0,2 м п e c k o м (к p o м e п ы л ь a т o г o i м e k o г o) и л и м e k o з ф и н c т ы м ц e м e м , г p a в и e c y л o t n e н и e м .

6.5.2. П р и n a л и ч и и в o c н o в a н и и г р у н o в , t p e я ю щ и x c в o ю y c t o й н и в o c т ь и n e y d o y

способность под воздействием воздуха и воды следует предусматривать недобор грунта не менее 0,3 м для пылеватоглинистых и песчаных, а также крупнообломочных аргилито-алювиловых грунтов, 0,15 м для прочих элювиальных грунтов и 0,5 м для пологозалегающих углистых и сажистых прослоев.

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

6.5.4. При строительстве газопроводов грунтов, переходящих в неустойчивое состояние от воздействия воды температуры окружающей воздуха траншея на проектную глубину не разрабатывается.

6.5.5. Укладка изолированных трубопроводов или в заваздских условиях газопроводов осуществляется после разработки траншеи на участке исходя из условия окончатая работоподъемки и засыпки траншеи в течение смены.

Засыпка траншеи следует производиться сразу после монтажа газопровода.

6.6. Пучинистые грунты

6.6.1. В среднепучинистых, сильнопучинистых и чрезвычайнопучинистых грунтах следует предусматривать глубину прокладки газопроводов как правило ниже глубины промерзания. Засыпку и подбивку трубы газопровода следует производить не мерзлым сыпучим грунтом (пески средне- и крупнофракционные и др.).

6.6.2. Толщину подсыпки и подбивки газопровода следует принимать не менее 10 см, засыпки не менее 20 см.

6.6.3. В целях уменьшения воздействия или морозного пучения при необходимости следует предусматривать противопучинные мероприятия: тщательное уплотнение грунтов засыпки устройств отвода поверхностных вод за счет планировки территории в доль траншеи за счет грунта непучинистый, и т.д.

6.6.4. Переходы газопроводов через естественные и искусственные преграды следует, как правило, предусматривать на глубинах или прокладывая ниже глубины промерзания.

6.6.5. Рытье траншеи следует выполнять после окончатая работоподъемки, обеспечивая отвод рафинированного стока поверхностных вод в траншею, как в период строительства, так и в период эксплуатации.

6.6.6. Рытье траншеи следует выполнять с учетом обеспечения полной засыпки газопровода после окончатая работоподъемки. Устройство одностороннего экрана откоса и засыпка траншеи должна производиться с учетом требований проекта.

6.6.7. Внеплановый обход траншеи следует производить не реже 1 раз в 7 дней в застроенной части поселения и 1 раз в 15 дней в незастроенной в осенне-зимний период при резком похолодании.

6.7. Сейсмические районы

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

выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трассы
повышением коэффициента прочности для полиэтиленовых труб не менее 2,8;
прочностью и устойчивостью конструкций газопроводов под воздействием соотвествующих расчетов.

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

6.7.3. Прокладку газопроводов через естественные и искусственные преграды, а также на участках тектонических разломов, как правило, следует предусматривать на надземной.

При выборе трассы следует избегать участков с косогорами неустойчивыми, просадочными и набухающими грунтами, пересечениями горных впадин и тектонических разломов, сепарационных и оползневых склонов, а также участков где возможно разрывистых процессов или сейсмичность которых превышает 9 баллов.

Прокладка газопроводов в перечисленных условиях допускается только при соответствии обоснованиями соглашениями с органами МЧС России.

6.7.4. Для ГРП поселений с водопроводом свыше 0,6 МПа и предприятий с непрерывными технологическими процессами следует предусматривать подземные обводные газопроводы с автоматическим отключением устройств в зонах возможного обрушения ГРП.

Для таких предприятий следует предусматривать подачу газа как правило от двугазопроводов

6.7.5. В проектах следует предусматривать подвижные соединения газопроводов оборудования, а также в местах прохождения через конструкции зданий сооружений.

В местах присоединений (врезок) газопроводов подосединия к оборудованию следует предусматривать устройство компенсационных участков за счет углов поворота или компенсаторов.

6.7.6. В проектах газоснабжения поселений с населением более 1 млн. человек при сейсмичности 7 баллов, а также поселений с населением более 100 тыс. человек при сейсмичности 8 и 9 баллов следует предусматривать не менее двух УГРС

6.7.7. При проектировании на ружих газопроводов районы сейсмичностью 7 баллов и более следует:

уделять повышенное внимание не сейсмостойких зданий и сооружений на расстоянии не менее 1,2 высоты здания сооружения;

не допускать прокладки газопроводов стен не сейсмостойких зданий сооружений;

определять компенсирующую способность участков газопровода по подвижкам опорам с учетом сейсмической нагрузки

уделять особое внимание арматуре газопроводов не сейсмостойких зданий на расстоянии не менее 1,2 высоты здания

предусматривать подвижные в входы газопроводов не сейсмостойкие здания на участке протяженностью не менее 1,2 высоты здания

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

6.7.9. Ввод газопровода здания должен осуществляться через проемы, размеры которых должны превышать диаметр трубопровода не менее чем на 30 см, при этом ось газопровода должна проходить через центр проема.

6.7.10. Крепление на подземных газопроводах опорам должно быть с свободным предохранением труб от возможного сброса

6.7.11. Для газопроводов колбания на подземных газопроводах следует, как правило предусматривать установку компенсаторов, уменьшение впадины пролетов между опорами или увеличение жесткости трубы.

6.7.12. На участках трассы с динамически неустойчивыми грунтами и в возможных больших осадках или выпучиваниях следует предусматривать автоматическую систему контроля и отключения в аварийных случаях

6.7.13. Сваривать трубных секций на буровых траншеях следует осуществлять с анкеровкой плечи.

6.7.14. Складирование труб следует осуществлять на специальной площадке и закреплять их в соответствии с требованиями

6.7.15. На переходах через реки и другие препятствия на площадке с сейсмичностью 9 баллов и более необходимо предусматривать установку сейсмических приборов для записи колебаний в процессе эксплуатации.

6.7.16. Внеочередной обход трассы газопроводов следует производить после воздействия на них сейсмических воздействий

6.8. Идратаываемые рриго рии

6.8.1. Проектирование газопроводов на подрабатываемых территориях должно осуществляться при наличии разрешений на застройку площадей залегания полезных ископаемых, в соответствии с установленным порядком с соблюдением мер охраны зданий сооружений и природных объектов от возможного воздействия горных разрабатываемых месторождений установленным порядком.

6.8.2. При проектировании газопроводов следует учитывать максимальные ожидаемые впадины сдвижений и деформаций земной поверхности от горных разрабатываемых месторождений на ближайшие 20 лет;

графиком зон влияния горных разрабатываемых месторождений на ближайшие 20 лет впадины сдвижений и деформаций от каждой из выработок ледяные пласты в скважинах которых извещены на чаше проектирования а также положения и длины подземных сдвижений от каждой выработки

6.8.3. Горно-геологическое обоснование строительства газопроводов должно содержать:

сведения о границах участков по трассе газопроводов от подбора ботки которых планируются в перспективе более 20 лет;

места пересечений газопроводов с дорожными и балочными циками, а также крупных тектонических нарушений;

зоны возможных образований и крупных трещин с отступками на земной поверхности в результате ведения горных выработок

основные параметры подбора ботки: глубина выработки, мощность, длина, полуметр, коэффициенты подбора ботки и параметр, характеризующий вливание на носов.

6.8.4. Для газопроводов, которые имеются как ледяные пласты в ведении горных работ, мероприятия по защите газопроводов подбора ботки следует предусматривать в проекте.

6.8.5. Для этого следует предусматривать в непрочности в арматуре соединительных мест труб, установка комплексов устройств, обеспечивающих за счет увеличения толщины стенки трубы по сравнению с обычными, применение труб, выполненных из высокопрочных сталей.

6.8.6. Протяженность зоны защиты газопроводов должна определяться длиной муфты сдвига, увеличенной на 150 диаметров в каждую сторону от границы муфты сдвига.

Установка комплексов устройств рекомендуется на участках пересечения газопроводов с местами тектонических нарушений, у границ хлорополя или границ в ледяных циках, у которых по условиям ведения горных работ имеется опасность протекания в северной ботке

6.8.7. При расчете газопроводов следует принимать расчет прочности газопроводов с учетом влияния льда, продольных напруг, вызываемых износом поверхности при подработке в выработке и наклонно залегающих пластах в зоне образований и трещин при подработке в выработке и крутопадающих пластах устойчивостью в зоне сжатия и компрессивную способность.

6.8.8. На рудные скважины газопроводов и промшляк док, как правило, следует закладывать в а.т.

6.8.9. При газоснабжении потребителей для которых перепады в подаче газа недопустимы по технологическим или другим причинам, следует предусматривать подачу газа с этим потребителям от двух газопроводов прокладываемых по территории, подработка которых на чинается в разное время, с обязательной закладкой газопроводов

6.8.10. Трассы газопроводов должны предусматриваться преимущественно в непроезжей части территории с учетом возможности скрытия в период интенсивных деформаций земной поверхности в результате горных выработок

6.8.11. Прокладка газопроводов должна и в высокогод в ледяной по стенам здания не допускаются.

6.8.12. Газопроводы низкого давления в наружных квартальных допускаться проектироваться на двенадцать отдельно стоящих опорах или по двенадцать опоры садоводов

6.8.13. Газопроводы, а также их в в одной здании прокладываясь по стенам здания должны обеспечивать компрессивную способность трубопроводов, вызываемых ра скрытием деформационных швов здания и также их осадкой

6.8.14. На подземных газопроводах следует установить в ледяной контрольные трубки с расстоянием не более 50 м одной от другой, а также на углах поворота у комплексов, на переходах через искусственные преграды

6.8.15. На двенадцать прокладке рекомендуется на участках переходов газопроводов через естественные и искусственные преграды, а также на участках где по расчетам возможно образование и трещин с напругами в газопроводах через выходящими допустимые при подземной прокладке.

6.8.16. Воздействие от подработки, учитывая также при проектировании газопроводов должны быть заданы в различных точках по трассе

6.8.17. При расчете кривизны следует закрывать постоянными значениями миграции в ледяной горных выработках и должны иметь в высоту откосы и привязку к параметрам

6.8.18. Конструкция крепления электрических проводов к газопроводам места подключения систем электрозащиты должна обеспечивать надежность соединения в случаях подвижности трубы.

6.8.19. Соединение стальных труб газопроводов должно производиться электросваркой Газовая арка запускается только для подземных газопроводов в ледяной до 0,3 МПа, диаметром не более 100 мм.

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

6.8.20. Газопроводы должны укладываться на основании из магнезитового грунта

толщной не менее 200 мм и присыпается этим же грунтом на высоте не менее 300 мм.

6.8.21. В организациях эксплуатирующих разветвленные газопроводы следует предусматривать службы, в целях:

решения организационно-технических вопросов зашиты газопроводов соответствия их проектом и мероприятиями горнодобывающих предприятий;

анализа планов горных работ по трассе газопроводов контроль выполнения мероприятий, исключая или уменьшая влияние подработок на газопроводы

сбора данных, представленных маркшейдерскими службами по результатам наблюдений за деформацией земной поверхности, составлений совместно с горнодобывающими предприятиями графика подработки газопроводов представлений в проектно-организационную

разработку совместно с маркшейдерскими службами горнодобывающих предприятий и проектными организациями разветвленных газопроводов в редного вливания горных работ по предупреждению проникновения газопроводов коммуникации и здания

контроль за строительством, ремонтом и эксплуатацией газопроводов

6.8.22. Техническое обслуживание газопроводов сооружений на них, расположенных в зоне влияния горных работ в период активной стадии извлечения земной поверхности:

на дневной газопровод один раз в неделю - один раз в 7 дней;

подземный газопровод подземные газопроводы редного и в высокогорье в неделю - один раз в день.

6.8.23. Приборный метод контроля за техническим состоянием газопроводов изоляции на них - один раз в год, при отсутствии приборов - бурение на наиболее напряженных участках газопровода один раз в год.

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

6.8.25. Для обеспечения безопасности в районах работ подземных газопроводов необходимо перед началом горных работ если проектом не предусмотрены комплексующие мероприятия на период активной стадии извлечения земной поверхности, в скрывать траншею на 50-100 м от границ осыпания грунта для освобождения газопровода за счетного в действие ия грунта.

6.8.26. В зимний период следует траншею засыпать слоем в соответствии с требованиями (керамзит, шлаковат и др.)

6.8.27. Вскрытую траншею следует зашпатель от механических повреждений и попадания не поверхности в од

6.8.28. Об оконные активные стадии извлечения грунта газопровод следует разрезать для снятия продольных растягивающих напряжений и вварить либо кадки, либо установить комплексатор, исходя из прогнозируемых деформаций грунта.

6.8.29. Для наблюдения за состоянием подземного газопровода участка хоявления трещин на поверхности земли следует производить шурфование, а в местах, в которых ожидаются наибольшие напряжения в газопровод следует предусматривать строительство смотровых колодцев.

Окончание деформаций земной поверхности должно быть подтверждено заключением специалистов организации или лиц, имеющих лицензию территориальных органов Госгортехнадзора России на проведение маркшейдерских работ

6.9. Горные районы

6.9.1. В горных условиях и в районах сильно пересеченным рельефом местности прокладку газопроводов следует предусматривать в незонированных или поворотах с деформацией участка избежания крутых склонов, а также районов севых потоков, горных паводков и т.д.

6.9.2. В оползневых районах и в местах возможного обрушения грунта следует предусматривать прокладку с заглублением ниже плоскости скольжения или в возможного обрушения и обеспечением требуемой глубины заглубления газопровода случай проявления в действие грунта по трассе газопровода

6.9.3. Прокладку газопроводов следует предусматривать на глубину не менее 0,5 м ниже в возможного размыва в од при 5% обеспеченности или перемещения грунта.

6.9.4. В горных районах допускаются дневная прокладка. Следует предусматривать зашитые мероприятия по отводу севых потоков, горных паводков снежных лавин

оползневых явлений, сдвига и обрушения грунта, а также обеспечивать устойчивость откосных в одах

6.9.5. При расчете трубопроводов на прочность следует учитывать напруги, возникающие от перемещений газопроводов из-за крутизной склона и предусматривать при необходимости компенсирующие и неподвижные опоры.

6.9.6. При подземной прокладке газопроводов следует предусматривать планировку территории с обеспечением продольного уклона не более 15° или в выполнении дополнительных мероприятий против сдвига газопровода за сыпучесть грунта.

6.9.7. Для предохранения изоляционного покрытия газопроводов скальных грунтов или других, имеющих крупные включения, в проекте следует предусматривать удаление зазубрин грунта и устройство постели из крупно- или среднефракционного песка толщиной не менее 0,2 м с подбивкой присыпкой газопроводной не менее 0,2 м.

6.9.8. Укладку газопроводов следует предусматривать только на несущий грунт.

6.9.9. Работы в горных условиях следует выполнять в период наименьшей восточности появления на участке производств фактосеверных потоков, горных паводков малых дождов, продолжительных ливней и снежных лавин.

6.9.10. На период строительства участка газопровода в условиях, следует создавать службы оповещения, аварийно-спасательную и др.

6.9.11. Работы по бурению на продольных уклонах должны выполняться в соответствии с планом производств работ.

6.9.12. На участке пересечения горных рек, русла и поймы северных потоков, не допускается работа по бурению, ввиду опасности складирования в задел.

6.9.13. При появлении оползневых или обваловых процессов, получении повреждений от возможности северных потоков, горных паводков и других неблагоприятных явлений, строительство необходимо прекратить.

6.9.14. Вывоз карбонатов до работ по бурению не допускается.

6.9.15. При бурении очистке, изоляции и укладке газопроводов при продольных уклонах свыше 15° следует применять меры против смещения газопровода.

6.9.16. Сборку и сварку на продольных уклонах до 20° следует проводить снизу вверх по склону, при большой крутизне - на промежуточных горизонтальных площадках с последующим проведением подготовительных работ газопровода.

6.9.17. Организация эксплуатации газопроводов должна иметь службу, задачами которых:

решение организационно-технических вопросов защиты газопроводов северных потоков, горных паводков снежных лавин и оползневых явлений, обрушения грунта;

сбор данных, по прогнозированию неблагоприятных в действительности траекторий газопровода работ по бурению местной организацией организационно-технических мероприятий по предупреждению их в действительности газопровода.

осуществление постоянного контроля за сохранностью сооружений, предусмотренных для защиты территории газопроводов от размыва, а также за сыпучестью грунта, а также самотога газопровода.

6.9.18. Внеочередной обход территории газопроводов должен производиться для получения информации о возможности появления на участке территории газопроводов северных потоков, горных паводков и других неблагоприятных явлений, а также после их окончания.

6.10. Пресечение болот

6.10.1. При подземной прокладке газопроводов болот I типа следует предусматривать заглубление газопровода на глубину не менее 0,8 глубины промерзания, но не менее предусмотренной для обычных условий.

При наземной прокладке газопроводов болот II-III типов укладку его следует предусматривать на минеральный грунт.

6.10.2. На земляной прокладке газопроводов допускается на вех типах болот, на болотах III типа - при наличии специальной техники. Прокладка газопроводов должна предусматриваться, как правило, в виде прямой с минимальным числом поворотов. Повороты следует, как правило, обеспечивать за счет упругого изгиба газопровода.

6.10.3. При проектировании на земляной прокладке газопроводов о избежание размыва обвалов и подмыва газопроводов необходимо предусматривать односторонние сооружения (трубы, лотки, канавы) а также учитывать дополнительные напруги, вызываемые емкостью торфяной залежи под трубой и в результате осушения болота.

6.10.4. Изоляцию подземных и наземных газопроводов обвалов и наводнений следует выполнять с применением устойчивой изоляции.

6.10.5. На земляной прокладке газопроводов однопутная секционная болота при наличии свайной техники, а на болотах III типа - также специальной техники.

6.10.6. Балластные газопроводы при прокладке на болотах следует выполнять в инновационных и жестких, закрепленных в матрик или другими способами обеспечивающими устойчивость газопровода.

6.10.7. При устройствах железных или отсыпанных из грунта дорог для обслуживания трассы газопроводов болотах II-III типов следует предусматривать в соответствии с осадкой торфа под воздействием груза.

6.10.8. Производство земляных работ следует производить в зимний период после заморозки верхнего торфяного покрова с учетом мероприятий по уменьшению промерзания грунта на полосе разрыхления.

6.10.9. При строительстве следует использовать проекты:

для подземных газопроводов кладку бермы с траншеи или железной дороги;

сплавом противосквивания дну траншеи;

для наземных газопроводов кладку в насыпь отсыпную по дну болота.

6.10.10. На обводненных участках строительства газопроводов однопутная в одностороннем погружении до проектных отметок и закреплении.

6.10.11. Для устройств оснований и засыпки земного в обвалах и подземного газопроводов однопутная допускаются использовать мерзлый грунт с комьями размером более 50 мм в поперечнике, снег, лед.

6.10.12. Засыпка газопроводов однопутная в траншею, следует выполнять в соответствии с проектом производства работ за исключением типов болот.

6.10.13. Траншеи следует засыпать сразу после окончатого изоляционно-монтажных работ прокладкой или холодное время суток.

6.10.14. Сварочные работы как правило в летний период следует выполнять на трубах готовых базах, в зимний на трассе строительства.

6.10.15. Изоляцию газопроводов однопутная следует выполнять в заводских базах буровых.

6.10.16. Способы балластных газопроводов однопутная проектных отметок должны приниматься в соответствии с проектом и планом производства работ за исключением типа болота, мощности торфяной залежи, уровня грунтовых вод методов прокладки, в речном течении работ.

6.10.17. На земляной прокладке газопроводов однопутная следует выполнять на сваях забиваемых матрик грунта свайной техникой.

6.10.18. При обходе трассы газопроводов однопутная следует контролировать состояние дорог, предусмотренных для обслуживания газопроводов.

6.11. Засыпные грунты

6.11.1. В проекте расчета газопроводов однопутная прочность проведется с учетом осадки в сваях и в зависимости от назначения и схемы фильтрационного потока, неоднородности распределения солей в грунтах. Проспективное следует выполнять как для обычных незасоленных грунтов при отсутствии возможности засыпки грунтов, незасоленных осадка грунта при выщелачивании солей, в остальных случаях - как для просадочных грунтов.

6.11.2. Для прокладки газопроводов однопутная засыпки грунтов, преимущественно, применять полиэтиленовые трубы.

6.11.3. Строительство должно выполняться на логично строительство на просадочных грунтах. Верхний слой засыпки грунта толщиной не менее 5 см должен быть удален с поверхности основания сыпи.

6.12. Насыпные грунты

6.12.1. Прокладку подземных газопроводов однопутная оснований насыпных из насыпных грунтов, следует предусматривать с учетом их значительной неоднородности по составу, ударной жесткости, в возможности самоуплотнения от изменения гидрогеологических условий, засыпки и учета засыпки органических включений.

Если насыпные грунты обладают просадочными, на буровых сваях устройством прокладку газопроводов однопутная предусматривать с учетом требований предусмотренных для этих грунтов.

Если на сыпные грунты имеют содержание органического вещества J_{om} больше 0,1 следует предусматривать полную или частичную прорезку этих грунтов; уплотнение грунтов с помощью трамбовки или наыв ногогруна.

За сыпку пазах фундаментов допускаются местными грунтами при отсутствии в них крупных включений, грунтов с низкой несущей способностью (торф, сапропель, ил и др.).

6.12.2. Допускается не учитывать дополнительно осадку подстилающих грунтов при давлении отсыпки на сыпной песок и шлаков более двух лет и пылеватоглинистых грунтов, золошлаков - пяти лет.

6.12.3. Прокладку на землях газопроводов следует предусматривать с разработкой и на логичных мероприятиях, предусмотренных для данной прокладки на болотах.

6.12.4. Опорные фундаменты опор непосредственно на поверхность сильнозатопорфованных грунтов, торфов, слабоминеральных сапропелей и илов предусматривать не допускается.

6.12.5. При наличии пучинистых, просадочных набухающих грунтов следует выполнять мероприятия, предусмотренные для данных типов грунтов.

6.12.6. При строительстве в насыщающихся на сыпных грунтах следует после отрыв котлованов основания тельно уплотнять в глубину, предусмотренному проектом, с доведением объема в скелета грунта на нижней границе уплотненной толщи до $1,6 \text{ г/см}^3$.

6.12.7. При строительстве в грунтах с наличием крупных частиц в крапчатых скальных грунтов, кирпичей, шлака следует устраивать подушку из песка (кроме пылеватого) толщиной не менее 0,2 м.

6.12.8. При грунтах с низкой несущей способностью и содержанием органических веществ J_{om} больше 0,1 следует производить забивку аэрируемого грунта (откачка должна превышать проектную), устройством с предельной подушки из глинистых материалов с предельным уплотнением основания на глубину, предусмотренную проектом, замену грунта.

6.12.9. При строительстве на землях газопроводов не насыщающихся на сыпных грунтах следует перед отсыпкой провести уплотнение грунта под основанием отсыпки на глубину, указанную в проекте.

7. СЫБЕ ТИВОВАНИЯ ВЗВОВОДНОИ ИИ ЭКСПАТАЦИИ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ (ТЭС) И КОТЕЛЬНЫХ

7.1. Требования к размещению на газопроводных газопроводных котельных и агрегатных электрических станций с единичной тепловой мощностью более 420 ГДж/ч.

7.2. На каждой тепловой электрической станции, имущей объекты газопромышленности должна быть создана газоснабжающая (участок) по эксплуатации и ремонту газопроводных газопроводных (технических устройств).

7.3. Объем эксплуатационной документации должен соответствовать требованиям на стоящих. Требования к нормативно-техническим документам, учитывающим условия и требования эксплуатации тепловых электрических станций, согласованы с Госгортехнадзором Российской Федерации в установленном порядке.

Технологические схемы газопроводов должны быть введены в помещения ГРП и щитовых в зданиях или в специально отведенных помещениях в том же здании.

7.4. При эксплуатации газопроводных газопроводных устройств должны выполняться:

- осмотр технического состояния (обход);
- проверка параметров срабатывания предохранительных запорных клапанов (ЗК) и предохранительных сбросных клапанов (ССК), установленных в ГРП (ГРУ);
- проверка срабатывания ЗК, в ключевых схемах запитки блокировок котлов;
- проверка герметичности фланцевых, резьбовых и сварных соединений газопроводов сальниковых набивок турбостанций с помощью приборов или мыльной эмульсии;
- контроль за газонаполнением помещений ГРП и котельных заземлением (котельной);
- проверка работоспособности автоматических сигнализаторов газонаполнения помещений ГРП и котельной заземлением (котельной);
- проверка срабатывания устройств технологических запитки, блокировок и действия сигнализации;
- очистка фильтров;
- техническое обслуживание газопроводных газопроводных устройств.

техническое обслуживание средств защиты газопродоводов коррозии, включение и отключение газопродоводов газооборудования в режиме резерва ремонта и консервации;

текущий ремонт;

проведение режимно-наладочных работ газоиспользующих оборудования на периодических режимах;

техническое обслуживание (техническая диагностика) газопродоводов и газопогоборудования;

капитальный ремонт;

отключение действующих газопродоводов газооборудования (обрезка с установкой постоянных заглушек на сварке).

7.5. Осмотр технического состояния (обход) должен производиться в сроки, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации систем газоснабжения, но не реже 1 раза в смену для ГРП в нуренных газопродоводокотельной и котлов, 1 раз в мес. для газодвельных газопродоводов в соответствии с на стоящими Правилами для подельных газопродоводов.

При обходе подтягивание сапников на арматуре и откачка конденсата из дренажных устройств газопродоводов должна в лием более 0,3 Ма не допуска еся.

7.6. Проверка параметров срабатывания ИСК и ИСК должна проводиться не реже одного раз в 6 мес., а также после ремонта оборудования.

Предохранительные сбросные клапаны в ГРП должны быть настроены на параметры, обеспечивающие на чало их открывания при превышении в еичины максимального рабочего давления на выходе из ГРП на 15%, а предохранительные запорные клапаны в том числе в странные регулирующие клапаны при превышении рабочего давления не более чем на 25%.

При настройке и проверке параметров срабатывания ИСК и ИСК не должно изменяться рабочее давление газосредств регулирующих клапанов на выходе из ГРП.

7.7. Проверка срабатывания ИСК котлов и горелок должна проводиться перед работой котла на газосредств простоя более 3 суток, перед плановым переводом котла на сжигание газа, а также после ремонта газопроводов.

7.8. Очистку фильтра необходимо проводить при достижении допустимого значения перепада давления, указанного на спортеза в одизготовителе.

7.9. Контроль за газоманоситом в ГРП и котельной должен проводиться стационарными сигнализаторами газоманоситом переносным прибором из в ерней зоны помещений не реже одного раз в смену.

При обнаружении концентрации газа необходимо организовать дополнительно вентиляцию и использовать работы по обнаружению и устранению утечки газа.

7.10. Проверка срабатывания устройств технологических защитных сигнализационных максимальному и минимальному давлению газосредств одитров одитя в сроки, указанные в инструкциях за в одизготовителе, но не реже одного раз в 6 мес.

При проверке должно изменяться рабочее давление газосредств одитров одитя.

Проверка блокировок производиться перед пуском котла или переводом его на газосредств топливо.

7.11. Техническое обслуживание газопроводов газооборудования должно проводиться не реже одного раз в 6 мес.

К проведению технического обслуживания могут прив ляться сторонние организации имеющие опыт и возможности в выполнении этих работ.

7.12. Для чаларабот по техническому обслуживанию следует провести проверку работоспособности (котельного зала ГРП) на газоманоситом в на ряде-допуске.

7.13. При техническом обслуживании ГРП должны выполняться:

проверка хода и герметичности отключающих устройств (задвижек крапов), а также герметичности ИСК и ИСК прибором или мыльной эмульсией;

проверка герметичности мест прохода сочленений приводов механизмов с регулирующими клапанами;

проверка герметичности фланцевых и сварных соединений газопроводов прибором или мыльной эмульсией;

осмотр, при необходимости очистка фильтра;

проверка сочленений приводов механизмов с регулирующими клапанами устранение люфта и других неисправностей в кинематической передаче;

продувка импульсных линий приборов средств измерений, предохранительных запорных регулирующих клапанов.

проврка пара метров на стройки ГЭС и ЦСК ;
смазка парующих частей подтяжка сапников а рматуры, при необходимости их очистка.

7.14. При техническом обслуживании в наружных газопроводах должны выполняться:
проврка герметичности фланцевых и сварных соединений газопроводов сапниковых на бивом рматуры приборамиили мыльной эмульсией ;
подтяжка сапников а рматуры, при необходимости очистка;
продувка импульсных линий приборов средств измерений .

7.15. При отключении газопроводов аниз сезонного действия должны устанавливаться заглушки на газопроводах односторонним .

7.16. Текущий ремонт газопроводов газопроводов аниз должен проводиться не реже одного раза в 12 мес на отключенном оборудовании газопроводов односторонним койзаглушка на границах отключения со стороны подачи газа .

7.17. Длительность в процессе выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту должна осуществляться контроль рабочей зоны на газопроводности .
При концентрации газа в помещении , превышающей 20% концентрационного предела распространения пламени , работы должны быть приостановлены .
После окончания работ газопроводы должны быть испытаны на герметичность , а после сварочных работ на герметичность в соответствии с действующими нормами .
Испытания должны проводиться персоналом , выполнившим ремонтные работы в присутствии оператора персонала станции . Результаты испытаний оформляются актом

7.18. Текущий ремонт газопроводов аниз ГРП должен выполняться в соответствии с требованиями на стоящих ГРП в ил

7.19. При текущем ремонте на дачных газопроводах производится устранение прогиба, выпучивания и в осставленныех местах , опор;
разборка и ремонт отключающих устройств (запорной а рматуры) не обеспечивающей герметичность за крытиях припиркой уплотняющих поверхностей ;
в осставленныех местах антикоррозийного и теплоизоляционного покрытий ;
окраска газопроводов а рматуры (не реже одного раза в 5 лет) ;
проврка герметичности соединений и устранение дефектов , выявленных при осмотре технического состояния (обходе).

7.20. При текущем ремонте запорной а рматуры должны выполняться :
очистка а рматуры, разгерметизация ее смазка на бивом сапника ;
разборка апорной а рматуры, не обеспечивающей герметичность за крытиях а тв оров припиркой уплотняющих поверхностей ;
проврка наличия смазки в редукторах электроприводов , герметичности их корпусов ;
проврка за тяжи (крепек) фланцевых соединений , смазка износившихся и поврженных болтов и прокладок ;
проврка исправности ремонта прив одного устройства ;
при сервисном обслуживании газопроводов а рматуры за в одностороннем сроки и объемы работ определяются техническими условиями на изготовление а рматуры.

7.21. Осмотр режимных карт на газопроводных котлах должен осуществляться с периодичностью не реже одного раза в 2 года, а также после капитального ремонта котла , а также газопроводных устройств .

7.22. Техническая диагностика газопроводов газопроводов аниз должна проводиться в соответствии с требованиями на стоящих ГРП в ил

7.23. Капитальный ремонт газопроводов аниз газопроводов аниз может быть назначен по результатам технической диагностики .
Для газопроводов односторонним капитальному ремонту (замене), должна быть составлена проектная документация в соответствии с требованиями, предъявляемыми к новому строительству .
Капитальный ремонт в наружных газопроводах газопроводов аниз односторонним должен совмещаться .
Сведения о капитальном ремонте должны заноситься в паспорт газопроводов аниз ГРП.

7.24. В системах газоснабжения ТЭС не допускается прокладка газопроводов односторонним территории трансформаторных подстанций и открытых электростанций , складов резервного топлива, газопроводов подачи резервного топлива, ниже нулевой отметки здания и также использования газопроводов аниз опорных конструкций и заземлений .
Прокладка в наружных газопроводах должна быть открытой . Места установки кизапорной регулирующей а рматуры должны иметь искусственное освещение .

7.25. В системах газоснабжения следует применять стальную а рматуру не ниже класса "В"

по герметичности .

Способ присоединения арматуры (сварки) определяется проектом .

Горелки , имеющие повреждения в процессе работы котла , допускаются присоединять к газопроводу при помощи малярки в ов или резинового рукава , считая наработавшие в течение года их соответствующие разрешения на применение и сертификаты .

7.26. В системах газоснабжения (газоснабжения) запорная арматура (отключающие устройства) должна оснащаться электроприводом в соответствии с требованиями :

на вводе ГРП;

на вводе регуляторный запорный (при наличии двух и более запорных);

на входе в выходной регуляторный газопровод запорный регулирующего клапана (РК) электроприводом ;

на входе в ГРП (при наличии двух ГРП и более) .

7.27. Управление электроприводом запорной и регулирующей арматуры в ГРП должно осуществляться с местного щита управления (МЩУ) , а также :

для котлов с поперечными связями щита управления одного из котлов (МЩУ) или группы котлов (ГрЩУ);

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

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

7.28. В помещениях отдельно стоящих зданий на ТЭС с газовой аппаратурой (регуляторный запорный ГРП места размещения узлов учета расхода очистки газа МЩУ ГРП) должны устанавливаться автоматизированные системы в соответствии с требованиями : щит управления котлов ГрЩУ , БЩУ ; МЩУ ГРП и на входе в помещения .

7.29. В ГРП станции должно обеспечиваться измерение :

давления газа в газопроводе ГРП , а также после каждого регулирующего клапана (РК);

перепада давления на фильтрах очистки газа ;

температуры и расхода газа ;

температуры воздуха за газовой аппаратурой регуляторных запорных МЩУ ГРП

7.30. На панелях МЩУ , ГрЩУ и БЩУ , относящихся к ГРП , должны находиться :

ключ управления и указатели положения запорной регулирующей арматуры ;

ключ-переключатель выбора места управления запорной и регулирующей арматурой ;

связи с автоматизацией газовой аппаратуры ;

приборы , показывающие давление газа в газопроводе ГРП и на входе каждой ступени регуляторного газопровода ;

приборы , показывающие температуру газа в газопроводе ГРП ;

приборы , показывающие расход газа в каждой точке измерения .

7.31. На отводе газопровода к котлу внутри здания должна предусматриваться установка как двух отключающих устройств . Первое по ходу газа может выполняться с ручным приводом , второе электроприводом должно быть действующим в соответствии с требованиями .

7.32. На газопроводах к котлу после отключающих устройств должны предусматриваться фланцевые соединения для установки кипов орошения или листовой заглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой ; шпур для подключения продувочного агента ; обихотовой ГЗК ; врезка газопровода ЗЗУ горелок (только для газовой аппаратуры) ; регулирующей клапаны (основной , запорный) .

При устройстве индивидуального регулирующего клапана перед каждой горелкой запорный клапан не обязателен .

7.33. На газопроводах перед каждой горелкой котла последовательно должны устанавливаться :

При использовании в качестве запорной арматуры двух быстродействующих запорных клапанов и индивидуального регулирующего клапана перед каждой горелкой установка обихотовой предохранительного запорного клапана не обязательна .

Допускается установка одного ГЗК и отключающего устройства с электроприводом (очередность определяется проектом) и газопровода без опасения между ними , при условии установки обихотовой предохранительного запорного клапана .

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

7.34. Питание электромагнита ГЗК на постоянном или переменном токе выбирается в проекте исходя из технико-экономического обоснования .

Питание на постоянном токе должно осуществляться от шин аккумуляторной батареи от батареи репродуцирующей за разрядных конденсаторов , при условии обеспечения схемы управления

устройством непрерывного контроля за исправностью.

Питание на переменном токе должно осуществляться от двух фаз в изолированных источниках, при условии отсутствия киловольтажного напряжения.

7.35. Каждая горелка котла должна быть оснащена защитно-защитным устройством (ЗЗУ), обеспечивающим защиту горелки в режиме розжига, и селективный контроль фазового соотношения в режиме работы котла, в режиме розжига.

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

Розжиг фазовой горелки котла, работающей на газе, должен осуществляться от стационарного источника индивидуального защитно-защитного устройства (ЗЗУ).

7.36. На газопровод перед последним отключающим устройством газовой горелки должен предусматриваться трубопровод безопасности диаметром не менее 20 мм, оснащенный отключающим устройством с электроприводом.

7.37. Газопроводы котла должны иметь систему продувочных газопроводов с отключающими устройствами и штуцерами для отбора проб, а также разрывной срезной газопровод (при необходимости).

Продувочные газопроводы должны быть предусмотрены:

- в конце каждой трубки оголовка газопровода отключающей газопроводной перед в торы отключающим устройством на отводе котлу;
- перед местом установки кива гильзы на газопровод отвода;
- перед ГЖ котла;
- перед первым отключающим устройством у горелки (если длина газопровода превышает 2 м);

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

Диаметр продувочного газопровода должен определяться расчетом с учетом обеспечения 15-кратного объема продува его участка газопровода в течение 1 ч, но быть не менее 20 мм.

7.38. Объединение продувочных газопроводов трубопроводами безопасности, а также продувочных газопроводов участка газовых задвижек за гильзами или регулирующими клапанами не допускается.

7.39. На котле должно предусматриваться измерение:

- давления газа газопровода до и после регулирующего клапана;
- давления газовой горелкой за последним по ходу газопровода отключающим устройством;
- передаточного давления в воздухе перед горелками и дымовых газов на уровне горелок или в фрунтовой части (для котлов, работающих под давлением);
- передаточного давления между "теплым ящиком" и дымовыми газопроводами (для котлов, работающих под давлением);
- давления в воздухе в общей коробе или в воздуховоде со стороны котла (кроме котлов, работающих под давлением);
- разрежения или давления дымовых газов в фрунговке;
- давления в воздухе перед горелкой за последним отключающим устройством.

7.40. Газифицированный котел должен оснащаться системами (устройствами) технологической защиты:

7.40.1. На отключение подачи газа в случаях:

- низкого давления фазового первого этапа фазовой горелки;
- погасания фазовых в сгорелках в топке (общего фазового в топке);
- отключение в седьмых сосудах (для котлов с улавливанием тягой);
- отключение в седьмых в вентиляторах;
- отключение в сгорелках в вентиляторах в воздухоподогревателе;
- понижение давления газа за последним РК ниже заданного значения (при использовании газозащитных устройств).

7.40.2. На снижение на груз котла до 50% при отключении:

- одного из двух дымососов;
- одного из двух дымовых вентиляторов;
- одного из двух угревателей в воздухоподогревателе.

7.40.3. На отключение подачи газа на горелку при ее низком давлении или погасании фазового.

7.41. Газифицированный котел должен быть оснащен блокировкой, не допускающей открытия отключающего устройства на газопровод отвода к котлу при открытом

положении хотя бы одного отключающего устройства перед горелками ;
включения ЗУ и подача газа горелкам без предварительной вентилировки топки, газопроводов (в том числе рециркуляционных), "теплого ящика" и в воздухоподогревателей течение не менее 10 мин. ;
открытия общего газопоршневого устройства на газопроводах ЗУ при открытом положении хотя бы одного первичного газопоршневого устройства с электроприводом перед любым ЗУ ;

подача газа в горелку в случае закрытия воздушного шибера (клапана) перед горелкой (группой горелок) или при отключении индивидуального дутьевого вентилятора ;

подача газа в горелку при отсутствии факела на ЗУ ;
открытия (закрытия) газопоршневого устройства на трубопроводе без опасности при открытом (закрытом) положении обоих газопоршневых устройств перед горелкой .

7.42. В системе газоснабжения (газосредствения) котла должна быть предусмотрена сигнализация :

понижение или повышение загазованности в линиях газопред ГРП ;
понижение или повышение загазованности в линиях газосредствения ГРП ;
понижение или повышение загазованности в линиях газосредствения РК котла ;
понижение загазованности в линиях воздуха в общем корпусе или в воздухоподогревателе перед горелками (кроме котлов, работающих под наддувом) ;
понижение перепада давлений между воздухом перед горелками и дымовыми газами в факельной топке или на уровне горелок (для котлов, работающих под наддувом) ;
понижение перепада давлений между воздухом "теплого ящика" и дымовыми газами в топке (для котлов, работающих под наддувом) ;
наличие факела на горелке котла ;
наличие факела ЗУ горелки ;
наличие общего факела в топке котла ;
срабатывание защит, предусмотренных на стоящих Фавилах ;
загазование помещений регуляторных газопроводов МЦУ ГРП

7.43. Выполнение блокировок и защит действующих на остаток котла или перевод его на пониженную нагрузку должно осуществляться по техническим условиям, согласованным с заводом-готовителем или по нормативно-технической документации, утвержденной для ТЭС.

7.44. Автоматическое отключение газопровода (вплоть до ГРП) должно производиться в случае разрыва сварных стыков, коррозионных и механических повреждений газопровода рматурсы выходом газа, а также при возникновении, непосредственно угрожающих газопроводам газопроводов оборудования

7.45. При обнаружении загазования работы должны быть приостановлены, приняты меры по устранению утечки газа и выполнению мероприятий в соответствии с планом ликвидации аварийных ситуаций, при необходимости плановых действий для предотвращения аварий.

Лица, участвующие в авариях и оставшихся работающих работниках должны быть удалены из опасной зоны.

7.46. Газоопасные работы должны выполняться в соответствии с требованиями на стоящих Фавилах

Формы нарядов-допусков на производство газоопасных работ могут соответствовать требованиям нормативных документов для ТЭС с учетом специфики проводимых работ

7.47. Установленная глубина газопровода должна производиться на отключенном участке после его предварительной продувки воздухом или инертным газом в зиянии для анализа содержания горючего газа

Снятие заглубленного газопровода должно производиться после проведения контрольной опрессовки в соответствии с требованиями на стоящих Фавилах

7.48. Заглушки на газопроводах ГРП при пуске газосредствения консервации или ремонта должны сниматься после осмотра технического состояния (обхода) газопроводов проведения технического обслуживания и контрольной опрессовки а после капитального ремонта на газопроводах (в арочных ботах) после испытания на прочность и герметичность в соответствии с требованиями на стоящих Фавилах

7.49. Снятие заглубленного газопровода должно производиться после осмотра технического состояния котла, проведения технического обслуживания и контрольной опрессовки работоспособности технологических защит, блокировок и сигнализации а также записи в установленном порядке в журнале о готовности котла к работе

7.50. Для начала работ с газосредствением газопроводом рматурсы, присоединением или

ремонт в нурених га зопров одора ботойв нури котов , а та кже при в ыв одготов в режим консерв а ции ремонта отключа юще устройств а, уста нов ленные на отв етв лениях га зопров ода к коту и на га зопров оде за щито -за па лымустройств а мгореек , должы быть за крытыс уста нов койв а глущк .

Га зопров одо должы быть осв обождены от га зопров койв оздухомили инертным га зом

7.51. Дн а ча ла и в период пров едения ра ботпо уста нов кеи снятию за глущк должы пров одиться пров ерка ра бочей зоны на за га зов а ностпри предельно допустимой концентрации га зав в оздухе ра бочей зоне, прев ыша ющей 300 мг /м³, ра боты должы в ыполняться в ша нгов ыхпротив ога за х

7.52. При сжга нии на ТЭСга за пов ышенным содержанием серы провуд кага зопров одов сж тым в оздухомие допуска еся.

7.53. Техноложические за щиты, блокиров ки и сигнала ция в в еденые в постоянную экспла та цию, должы быть в ключены в течение в сегв реми ра ботыоборудов а ния

7.54. Выв одиз ра ботытехноложических за щит, блокиров ок и сигнала циина ра бота ющим оборудов а ниидопуска еся в случа х:

необходимости отключения , обуслов леной произв одств енойинс трукцией ;

неиспра в ностиили отка зе

периодической пров еркипо гра фичу

Отключение должно в ыполняться по письменному ра споряжению на ча лника смены в опера тив ном журна ле с ув едомлением технического руков одителя ста нции или лица , его за мяняющо .

7.55. Пров едение ремонтных и на ла дочных ра ботв цпях за щит, блокиров ок и сигнала ции на дей ств ующим оборудов а ниебез оформления на ряда-допуска не допуска еся.

7.56. Пред пуском котла (ремонт , резерв более 3 суюк) пров еряются испра в носты тягодув ых ма шин , в спомога тельного оборудов а ния средств из мрений и дистанционного упра в ления, регуляторов , а та кже ра ботоспособность за щит, блокиров ок, сигнала ции средств опов ещения и опера тив ной св язипров едена пров ерка сра ба тыв а ния котла и гореек с в оздей ств иемна исполнителные меха низмы .

При простое котла мене 3 суюк пров ерке поддеят только средств а из мрения , оборудов а ние меха низмы , устройств а за щиты, блокиров ок и сигнала ции на которых произв одиться ремонт .

Выв аленные неисправности до розжга котла должы быть устранены . При обнаружении неисправности средств за щиты и блокиров ок, дей ств ующих на оста нов котла , розжг котла не допуска еся.

7.57. Пуск га зав га зопров одкота после консерв а цииили ремонта должн произв одиться при в ключенных в ра боту дымососа х дув ых в енилятора х, дымососа х рециркуляции в последов а тельности , ука за нной произв одств енойинс трукции по экспла та ции котла .

7.58. Провуд а ль га зопров одыкотла через трубопров оды безопа сности или через га зогореечные устройств а котла не допуска еся.

7.59. Пред ра стопкой котла из холодного состояния должы быть пров едена при в ключенных в ра боту тягодув ых меха низма х предпусков а япров ерка плотности за крытия отключа ющих устройств перед гореекми котла , в ключа яЖС котла и гореек .

При обнаружении негерметичности за тв ороужключа ющих устройств ра стопка котла не допуска еся.

7.60. Напосредств енно перед ра стопкойкотла и после его оста нов аопка, га зоходьтв ода продуктов сгора ния котла , системы рециркуляции , а та кже за крытыеобъемы , в которых ра змещены коллекторы ("теплый ящик"), должы быть пров енированы с в ключением в сег дымососов, дув ых в ениляторов и дымососов рециркуляции в течение не мене 10 мин при открытых шибра х (кла па на) га зов оздушноготра кта и ра сходе в оздуха не мене 25% от номна льного .

7.61. Вентиляция котлов ра бота ющих под на ддувом а та кже в одогрeйных котлов при отсут ствии дымососа должы осущ еств ляться при в ключенных дув ых в енилятора х и дымососа х рециркуляции .

7.62. Ра стопкакотлов должы произв одиться при ра бота ющих дув ых в енилятора х и дымососа х(где предусмотреы).

7.63. Пред ра стопкойкотла , если га зопров оды ходились не под из быточным дав лением , следует определить содержание кислорода в га зопров одакота .

При содержании кислорода более 1% по объему розжг гореек не допуска еся.

7.64. Ра стопкакотлов , в сегорееки которых осна цены ГЖС и ЗЗУ , может на чина ться с розжга любой горееки в последов а тельности , ука за нной инс трукции по экспла та ции котла .

При невозможности (погасившей) первой попытки должна быть прекращена подача газа на котел и горелку, отключено ЗУ и провентилированы горелка, топка и газоходы согласно требованиям на стоящих. При входе после чего разблокировка котла может быть возобновлена на другой горелке.

Повторный розжиг первой попытки должен производиться после устранения причин невозможности (погасившей)

В случае невозможности (погасившей) второй или последующих попыток (при устойчивом горении первой) должна быть прекращена подача газа только на эту горелку, отключено ЗУ и провентилирована вентиль при полностью открытом запорном устройстве в воздухоходе этой горелке.

Повторный розжиг возможен после устранения причин невозможности (погасившей)

7.65. При погасившей разблокировке сев ключевых горелок должна быть немедленно прекращена подача газа на котел, отключены их ЗУ и провентилированы горелок, топки, и газоходы согласно требованиям на стоящих. При входе

Повторная разблокировка должна производиться после выяснения и устранения причин погасившей горелок.

7.66. Порядок первой попытки с пылеугольного или жидкого топлива на природный газ должен определяться производственной инструкцией по эксплуатации котла, утвержденной главным инженером (техническим директором) организации

При многоярусной компоновке горелок первыми должны производиться на газ горелки нижних ярусов.

Предупреждением котла на сжигание газа должна быть предусмотрена блокировка сигнализации системы безопасности котла с воздействием исполнительных механизмов или на сигнальный объем, не препятствующий работе котла.

7.67. Пдача газа за газопроводом должна быть немедленно прекращена оперативным персоналом в случаях:

несрабатывания технологических защит;

взрыва в топке, газохода, разогрев (визуально) несущих балок каркаса котла, обрушении обмуровки;

пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или лицам дистанционного управления, находящимся в схеме защиты котла;

исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на контрольно-измерительных приборах

разрушения газопроводов.

7.68. При авариях в работе котла необходимо прекратить подачу газа на котел и в се горелки котла, их ЗУ, открыть отключающие устройства на трубопроводах безопасности

При необходимости следует открыть отключающие устройства на продувочных газопроводах в топку и газоходы согласно требованиям на стоящих. При входе

7.69. При погасившей разблокировке котла для первой попытки в режиме резерва должна быть прекращена подача газа на котел, горелки, ЗУ с последующим их отключением; открыты отключающие устройства на трубопроводах безопасности, а при необходимости и на продувочных газопроводах вентиль в топке и газоходах

Покончания в вентиль тягодутьевые машины должны быть отключены, закрыты задвижки, шибера (клапаны) газовоздушотракта и наравляющие аппараты тягодутьевых машин.

7.70. Если котел не ходит в резерв или работает в другом виде топлива, задвижки после запорной рамы турбогазовых котлов могут не уставиться

Допускается избыточное давление газопроводов котла при работе в другом топливе, при условии обеспечения целостности задвижек отключающих устройств перед горелками котла.

7.71. На блочные оборудование ГРП, пока задания средств измерений, а также в автоматическими сигнализациями контроля за газом не должно производиться с помощью приборов со щитового управления котлотурбинного цеха (КТЦ и в одоградной котельной), местного щита управления ГРП в излучающе место, при обходах

7.72. Отключающие устройства перед ИСК в ГРП должно находиться в открытом положении и быть опломбировано.

7.73. Резервная регулирующая нитка в ГРП должна быть в постоянной готовности к работе

Пдача газа на котел по одному газопроводу (байпасу) ГРП не имевшему в автоматическом режиме клапана заправка.

**8. СФЕРА ТИПОВАНИЯ ВЪВЕДЕНИЯ ИИ ПРОВЕРКА И
СПОСОБСТВОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ (ГТУ) И ДИЗЕЛЬНЫХ
(ДГУ) УСТАНОВОК**

8.1. Проектирование

8.1.1. При проектировании систем газоснабжения ГТУ или ДГУ, средств технологического контроля, а в том числе сигнализация и блокировка должны учитываться требования на стоящих в области также нормативно-технических документов, учитывающих условия и требования эксплуатации тепловых электрических станций, обеспечивающих их промышленную безопасность согласно новым требованиям Госгортехнадзора России и утвержденным в установленном порядке.

8.1.2. При разрабатывании отключающей аппаратуры газопровода следует учитывать то, что управление работой должно осуществляться от системы управления ГТУ или ДГУ.

8.1.3. Система газоснабжения ГТУ или ДГУ, как правило, включает в себя подводящий газопровод (ДГП) от ГРС до пункта подготовки газа (ДПГ) на территории ТЭС; пункт подготовки газа (ДПГ), в который входят: редуцирующая (компримированная) газопроводная ГРП, узел стабилизации давления (УСД), дожимная компрессорная станция (ДКС), газотурбинная редукционная станция (ГТРС), очистки, осушки, подогрева и измерения расхода

на рабочие газопроводы пункта подготовки газа (ДПГ) до зданий сооружений, в которых размещены ГТУ или ДГУ;

блоки отключающей аппаратуры газопровода турбин;

внутренние газопроводы ГТУ или ДГУ.

8.1.4. На подводящем газопроводе от ГРС должно быть предусмотрено отключающее устройство с электроприводом, управление которым из зала в корпус ТЭС, расположенная на территории электростанции, так же, как и на расстоянии от 5 м до 20 м от ограды ТЭС.

8.1.5. Проект должен быть предусмотрен в том числе и пуск (останов) газопровода, работающего как в автономном, так и с котлами -утилизаторами, входящими в состав ГТУ или ДГУ.

При проектировании в составе ГТУ или ДГУ должно предусматриваться оборудование обеспечивающее эффективную вентиляцию газопроводного тракта. Алгоритмы автоматического регулирования газопровода турбины двигателя до подсинхронных оборотов должна предусматриваться эффективная вентиляция в случае газопроводного тракта ГТУ или ДГУ.

Выбор пусковых устройств и продолжительность вентилирования до необходимой кратности должен определяться исходя из требований мобильности газопровода турбины.

8.1.6. Конструкция котлов -утилизаторов не должна иметь застойных зон.

8.1.7. Горелочные устройства, применяемые в системе газоснабжения ГТУ или ДГУ, должны быть сертифицированы и иметь разрешение Госгортехнадзора России на промышленное применение в установленном порядке.

8.1.8. Объем оснащения средств автоматического контроля горелочных устройств и камер сгорания газопровода турбины должен определяться техническими условиями на поставку ГТУ или на стоящих в области.

8.1.9. Подвод газа к горелочным устройствам котлов -утилизаторов, входящих в состав ГТУ или ДГУ должен выполняться в соответствии с требованиями на стоящих в области.

8.1.10. Вентиляция газопроводного тракта газопровода турбин и котлов -утилизаторов, входящих в состав ГТУ или ДГУ, при пуске должна обеспечиваться за счет расхода воздуха проходящего через газопровод турбины при вращении ротора пусковых устройств.

В газопроводах могут применяться: тиристорные пусковые устройства, воздушные станции, электростанции, турбокомпрессорные станции.

8.1.11. Вентиляция газопроводного тракта котлов -утилизаторов, входящих в состав ГТУ или ДГУ, должна осуществляться тягодутьевыми механизмами.

8.1.12. Для прогрева вентилирования газопроводного тракта ГТУ или ДГУ после останова газопровода турбин должен использоваться режим холодной прокрутки газопровода турбины, осуществляемый при помощи пусковых устройств.

8.1.13. Котлы -утилизаторы и теплообменники, входящие в состав ГТУ или ДГУ с автотермоциклами и судовыми газопроводами турбинами, должны выполняться, как правило, в фланцевыми (багетной компоновки) с размещением дымоходной трубы над котлом -утилизатором или теплообменником.

8.1.14. Пусковые устройства газопровода турбин, входящих в состав ГТУ или ДГУ с котлами -

утилизатора или теплообменника должны обеспечивать при непрерывной вентилиации в течение 5 мин не менее чем шестикратный воздухообмен в вентилируемых объемах до дымоходной трубы.

Устройства на которых устройства газовой турбины не обеспечивают выполнения этих условий, должны оснащаться дублирующими механизмами.

8.1.15. Пусковые устройства газовой турбины должны обеспечивать при непрерывной вентилиации трехкратный воздухообмен в вентилируемых объемах до дымоходной трубы или точечного пространства акотов -утилизаторов с обеспечением скорости в самом широком сечении газовой воздухогрейной не ниже 0,3 м/с.

8.1.16. В проектной документации должны быть представлены системы а в том числе когоспуска (останов) газовой турбины. Программы а в том числе когоспуска газовой турбины должны позволять осуществление нормальных и ускоренных пусков из какого-либо состояния газовой турбины. Система а в том числе когоспуска газовой турбины должна в случае блокировки, препятствующей выполнению последующего запуска до полного завершения предыдущего.

Программы системы а в том числе когоспуска газовой турбины должны в случае торможения турбины в заданных режимах работы; за газорегулирующих, стопорных и предохранительных запорных клапанах по топливу, а также электрифицированной арматуры на подводе топлива к главным трубопроводам камина котла турбины и горелкам котла -утилизатора;

в вентилиацию газовой воздухогрейной установка в случае аварии -утилизатор; за крытиешиберов на стороне всасывания (в случае ГТУ) окна в вентилиацию газовой воздухогрейной;

открытие запорных устройств на продувочных газопроводах

8.1.17. Здания и помещения (крытия), в которых расположены газопроводы а также блоки арматуры газовой турбины следует относить по взрывопожарной опасности к категории А, помещения (машины залы), в которых размещены газовой турбины - к категории Г. Степень огнестойкости этих помещений должна быть не ниже IV.

8.1.18. Устройства а в том числе должны быть защищены от воздействия колбаний на протяжении питания. Сигнальные цепи дополнительно должны быть защищены от воздействия промышленных помех.

8.1.19. Системы газоснабжения ГТУ и ПГУ должны обеспечивать газовой турбины проектным давлением газопредгорючими устройствами.

Схемы газоснабжения ГТУ и ПГУ от ГРС могут предусматриваться как местные (с энергетическими котлами), так и разветвленные в зависимости места расположения ТЭС и давления газоподключения к магистральному газопроводу

8.1.20. При выборе схем газоснабжения за расчетное давление газоподключения принимается минимальное давление на границе ТЭС с учетом сезонных и суточных колебаний, но не ниже 0,3 МПа.

В зависимости значения расчетного давления газоподключения схемы подачи газа газовой турбиной, работающей как в автономном, так и в составе БТУ и ПГУ, возможны с двумя компрессорами и без них.

8.1.21. Двухкомпрессоры должны располагаться в отдельном здании

При контейнерной поставке компрессоров их размещение в пристройке к зданию в ного корпуса.

Размещение в машинном зале ГТУ двухкомпрессоров не допускается.

8.1.22. Подводящие газопроводы ГРС или от магистральных газопроводов должны быть изолированы от здания трубопровода газопровода прокладываясь краном в изоляционном подвале.

8.1.23. Пдача газа от магистральных газопроводов ГРС на ТЭС, как правило, следует предусматривать по одному трубопроводу без резерва при эксплуатации газотурбинных и парогазовых установок базирующихся на подачу газа на ТЭС от магистральных газопроводов должна предусматриваться по двум трубопроводам от одной ГРС. В случае отсутствия хозяйственного топлива в системе ГТУ и ПГУ и работы ГТУ или ПГУ в базирующихся подачу газа на ТЭС следует предусматривать по двум трубопроводам от одной ГРС, подключенной к двум независимым магистральным газопроводам

Прокладка газопроводов в сейсмической зоне городских и сельских поселений с давлением выше 1,2 МПа не допускается.

8.1.24. На территории ТЭС, как правило, следует предусматривать комплексный общеплановый пункт подготовки газа (ППГ).

8.1.25. Аппаратура каждой ступени очистки газопредусматривается с 50%-ным резервом

На ПП к блоку очистки газа следует предусматривать запорное устройство с электроприводом, управляемым с МЦУ ПП.

8.1.26. Технологическая схема редуцирования давления газа в ГРП должна выполняться с поперечными связями и содержать дополнительные защитные устройства (ПСК, ГЖ), обеспечивающие на дежурную работу оборудования системы газоснабжения. Количество редуцирующих ниток определяется пропускной способностью выбранного оборудования и арматуры и рекомендуется предусматривать с 50%-ным резервом не менее двух.

8.1.27. Технологическая схема дожимной компрессорной станции (ДКС) может быть как общестанционной, так и блочной.

8.1.28. Производительность общестанционной ДКС должна рассчитываться на максимальный расход газа в ГТУ на электостанциях, сжигающих газ сезонно, по расходу газа в летний режим.

8.1.29. При суммарном расходе газа до 300000 м³/ч может сооружаться одна общестанционная ДКС. При больших расходах должны сооружаться две ДКС и более.

При суммарном расходе газа до 50000 м³/ч количество дожимающих компрессоров должно быть не менее двух, один из которых резервный. В зависимости от режима работы ГТУ в энергосистеме при соответствующем обосновании допускается установка карьерного компрессора (на случай ремонта).

При суммарном расходе газа свыше 50000 м³/ч до 100000 м³/ч и свыше 100000 м³/ч до 300000 м³/ч количество дожимающих компрессоров должно соответственно не менее трех и не менее четырех.

В блочной компрессорной станции независимо от расхода газа дожимающие компрессоры устанавливаются в резерв.

8.1.30. Падение давления газа перед газовой турбиной за время пуска резервного компрессора должно быть в пределах допустимого значения, установленного в технических условиях заводов-изготовителей газовой турбины.

Схемой ДКС должна предусматриваться работа компрессоров при нулевом расходе газа газовой турбины.

ДКС должна предусматривать автоматическое регулирование давления газа перед газовой турбиной.

Дожимающие компрессоры должны выбираться с учетом возможности их повторного автоматического пуска и оснащаться системами самозапуска электродвигателей. Время срабатывания системы самозапуска должно быть меньше времени выхода на режим за пределы допустимых значений.

Дожимающие компрессоры должны оснащаться системами контроля состояния подшипников по температуре с сигнализацией ее предельных значений и блокировкой, отключающей компрессоры при превышении этого параметра.

8.1.31. На отводе газопровода газовой турбины, работающей в составе ЕТ У или ПГУ, по ходу газа должны быть установлены: два порных устройства, одно из которых (первое по ходу газа) с ручным приводом в торосе электрифицированным приводом для установки кизита гудки с приспособлением для их разжима и токопроводящей перемычкой; шуморяд для подвода продувочного воздуха; расходомерное устройство; предохранительный запорный клапан механический фильтр, предотвращающий попадание в ГТУ продуктов внутренней коррозии газопроводов.

При блочной схеме запорное устройство с ручным приводом (первое по ходу газа) может устанавливаться.

8.1.32. Траверса газопровода должна проходить в доль проездов и дорог, как правило со стороны, против оположной тротуару (пешеходной дорожке), и по возможности максимально обеспечивать безопасность температурных деформаций газопровода для чего его повороты должны делаться, как правило под углом 90°.

8.1.33. Траверса прокладка газопроводов не допускается на территории открытых подстанций и складов ГЖ и ЛВЖ, по стенам зданий категорий А и Б любой степени огнестойкости, по стенам зданий категорий В, Г, Д с степенью огнестойкости ниже III.

8.1.34. На ружьи газопроводов перед ТЭС должен быть установлен, исключая участки его, отстоящий на 15 м от ограды нулевой площадки электростанции, который может быть как на земельном, так и подземном.

8.1.35. На земельном газопроводы могут прокладываться в высоких и низких опорах эстакад с использованием негорючих конструкций.

Допускается прокладка газопроводов на эстакадах с другими технологическими трубопроводами и электрическими кабелями, при этом газопроводы должны размещаться в

в фхнем ярус еста ка ды

8.1.36. Юбса земли , отв одима я под трубопров од, долж а имь ширину , рав нуо поперенму га ба ритурма турного или иного узла на подземном га зопров одана ибольшей дине тра в ерсы(ригея), в клча яконсоли , отдельно стоящих опор или эста ка дна на дземном га зопров оде при этом долж а быть предусмотрена в озможность беспрепятств еного перемещения пожарной техники и подъемо -транспорных средств .

8.1.37. Га зопров оддолж а проклады в а тья е уклоном , обеспчив а ющим сток конденса та к месту его в ыпуска Уклон , ка кпра в илдолж а состоя в лять0,002, если его на пра в лениепо ходу га заи 0,003, если против .

8.1.38. П-обра зныекомпеса торы при специа льном обоснов а ниимогут располга тья я д а в томобильных дорогах и проезда х .

8.1.39. Высота св ободногопространств аот земли до низа труб , проклады в а емыхна низких опора х долж а быть не мене 0,35 м при ширине группы труб до 1,5 м и не мене 0,5 м при ширине 1,5 м и боле .

8.1.40. Распределительный га зопров оддолж а располга тья я непоминый ГТ У при расмещении га зов ыхурбин в общем машинном зале на распределительном га зопров оде расстояние боле 50 м до первогоотв одак га зов ойрине уста на в лив а еся электрифицированое за порноеустройство .

8.1.41. Дополнительные за порныеустройства на га зопров одамогут уста на в лив а тья я местах , определяемых проектной орга низа циейиз условия в озможности отключения уставов ки от системы га зосна бжения .

8.1.42. Расстояние св етудо га зопров одов ертика лдолж а быть не мене :

от покрытия пешеходной дороги 2,2 м;

от покрытия а в томобильной дороги 4,5 м;

от плоскости голов окресо в жезной дороги 5,5 м.

8.1.43. На дземный га зопров одпересек а емый в ысоково льной линией электропереда чи , долж а имь за щитное устройство , предотв ра щая попа да ниена него электропроводов в случае их обрыва а за щитное устройство долж о быть из несгора емых материа лов и конструкций , ка кпра в илформа лических , имеющих на дежное за земление .

Сопротив ление за земления га зопров одего за щитного устройства долж о быть не боле 10 Ом .

8.1.44. Головки продув очных га зопров одов и сбросных га зопров одов от предохранительных кла пановустанов ленных на га зопров одадолж а располга тья я с да в лием боле 1,2 МПа , не мене чем на 5 м в ысеса мой в ысокойочки зда нияв радиусе 20 м от сбросного трубопров ода, но не мене 6 м от уровня планиров очной отмски площад ки (земли);

с да в лием мене 1,2 МПа - не мене чем на 1 м в ышедефектора зда нияили на 2 м в ыше св етоаэра ционногофона ря соседнего (ближе 20 м) зда нияно не мене 5 м от земли .

8.1.45. Сбросной трубопров оддолж а располга тья я о стороны зда ния против оположной в оздухаборур а состоянииот оголов кадо мест за борав оздухаприточной в ентиляции долж о быть не мене 10 м по горизонта ли и 6 м по в ертика ли .

Устройство оголов ка сбросного трубопров ода долж о исключать рассеив а ниеа заниж плоскости его расмещения и попа да ниенего а тмосферных осадков

8.1.46. Продув ка га зов ооборудов а нияи га зопров оддолж а предусматрив а тья я в оздухом или инертным га зом

Ди пода чи продув очного агена проектной орга низа циейдолж а быть предусмотрены шумра с за порными устройствами .

8.1.47. Га зов ыеколлекторы , подв одящие га з ГТ Удолж а проклады в а тья я на руж зда ний по стена м или опора м располга тья я в ысоте не мене 4,5 м от уровня земли и не пересек а ть оконные и дв ерные проемы .

8.1.48. Расстояние(в св ету) между га зопров одом огра жда ющими конструкциями зда ния теплоой электростанции долж а быть не мене :

150 мм для труб диаметром мене 200 мм ;

300 мм для труб диаметром от 200 мм до 500 мм ;

500 мм для труб диаметром боле 500 мм .

8.1.49. Га зопров одыпри прокладке через стены долж а в ыполняться в ста льных футлярах . Внутренний диаметр футляра долж а быть на 100 мм больше диаметра га зопров одаа зоры между га зопров одом футляром долж а уплотняться просмоленной паклей и за поляться битумом .

8.1.50. В в оды га зопров одовдолж а предусматрив а тья я в помещениях , где на ходятся

газоиспользующие устройства и прокладываясь в местах, удобных для их обслуживания, осмотра и ремонта.

8.1.51. Расстояния между газопроводами электропроводками в местах пересечения и параллельной прокладки принимаются в соответствии с Правилами устройств электроустановок.

8.1.52. Блоки запорной арматуры следует размещать в специальном здании или в пристройке к главному корпусу здания ТЭС в обогреваемых помещениях, укрытиях (шкафах).

8.1.53. Газопроводы фильтров, установочных на подводе газа задогореочных устройств газопоршневых должны быть выполнены из коррозионно-стойкой стали.

8.1.54. Газопроводы должны быть окрашены в желтый цвет в соответствии с требованиями государственного стандарта.

8.1.55. Пункт подготовки газа должен обеспечивать очистку газа от вредных веществ редуцирование (или) компримирование газа, подогрев, осушку и измерение расхода.

Технические средства для этих целей следует использовать в виде блоков комплексной заводской поставки.

8.1.56. Технические средства подготовки газа могут размещаться в зданиях (укрытиях), в которых (блочного исполнения) и на открытом воздухе. Плата за монтаж ПШ должна ограждаться.

При блочном исполнении они, как правило, размещаются вблизи здания ГТУ или примыкают непосредственно к зданию ГТУ. В этом случае расстояния от ПШ до здания ГТУ нормируются.

8.1.57. При размещении арматуры на ТЭС следует располагать ПШ как можно ближе к ограждению площадки электростанции и месту вводе П.

Расстояния между зданиями (укрытиями) и сооружениями в пределах ПШ не нормируются.

8.1.58. Очистку газотворных веществ от пыли следует предусматривать, как правило, в циклонных пылеуловителях с автоматическим сливом жидкости в резервуар вместимостью, определяемой из условия ее заполнения в течение 10 суток, но не менее 10 м³.

8.1.59. Линии редуцирования и газопроводы должны не менее 20 м после регулирующих клапанов следовать пропускать в бронированной изоляции.

8.1.60. Производственные помещения и помещения управления ПШ с площадью более 60 м² должны иметь запасной выход, расположенный с противоположной стороны основного. Запасной выход должен быть на ружье здания.

8.2. Требования к трубе арматуры и трубопроводам системы газоснабжения

8.2.1. В системах газоснабжения ГТУ и ПТУ должны применяться стальные бесшовные и электросварные прямошовные трубы, изготовленные из спокойных углеродистых и низколегированных сталей.

Величина содержания углерода в марганце не должна превышать 0,24%, а величина эквивалентного углерода для углеродистых и низколегированных сталей не должна превышать 0,46%.

8.2.2. Марка стали для газопроводов должна выбираться в зависимости от параметров пара турбины на ружье в воздухе в районе строительства.

8.2.3. Трубы стальные бесшовные и электросварные следует применять по государственным стандартам или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

8.2.4. Трубы должны иметь сварное соединение на прочном основании маку трубы. Сварные швы должны быть плотными, не иметь трещин любой протяженности и глубины не допускаются.

8.2.5. Задача ударной вязкости для газопроводов должны быть: при толщине стенки от 6 до 10 мм для основного металла труб не ниже 29,4 Дж/см², для сварного соединения труб - не ниже 24,5 Дж/см², при толщине стенки свыше 10 до 15 мм включительно - соответственно не ниже 39,2 Дж/см² и не ниже 29,4 Дж/см². Ударную вязкость образца металла следует определять при температуре -40 °С.

Расчетная прочность газопроводов должна производиться по методике, утвержденной в установленном порядке.

8.2.6. Двигатели, блоки, сборочные единицы трубопроводов, опоры и подвески для газопроводов должны даваться до 4,0 МПа следует применять в соответствии с нормативной технической документацией для трубопроводов тепловых электростанций, утвержденной в

установленном порядке.

Для газопроводов давлений более 4,0 МПа следует применять детали и сборочные единицы из углеродистых сталей, рассчитанных давлений не менее 6,3 МПа в соответствии с нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке, и содержать требования не ниже указанных в строительных нормах и правилах для магистральных газопроводов.

8.2.7. Прокаты производства по строительству газопроводов должны содержать требования по неразрушающему контролю сварных соединений в объеме 100%.

8.2.8. Для компенсации температурных деформаций газопровода следует использовать саморасширяющуюся за счет поворота и изгибов его трассы или предусматривать установку компенсаторов.

8.2.9. На газопроводы следует применять стальную, приварную арматуру не ниже класса "А" по герметичности.

8.2.10. В целях автоматизации управления процессом газопровода в системе газоснабжения должна применяться дистанционно управляемыми приводами.

Газопровод с электроприводом должен иметь также и ручное управление.

8.2.11. Питание электропривода ГЗК на постоянном или переменном токе выбирается исходя из технико-экономического обоснования.

Питание на постоянном токе должно осуществляться от шин аккумуляторной батареи от батареи резервирования для аварийных конденсаторов, при условии обеспечения схемы управления устройством непрерывного контроля за исправностью.

Питание на переменном токе должно осуществляться от двух фаз в системах точников, при условии установки блока непрерывного питания.

Время закрытия ГЗК не должно превышать 1 с.

8.3. Электрооборудование электрооборудования помещений для защиты от токов

8.3.1. Помещения, в которых расположено оборудование систем газоснабжения ГТ Уи ПУ, следует относить по взрывоопасности к классу В-1а, пространствах на ружьих установках оккзоне класса В-1г.

К взрывоопасности следует относить также пространствах пределов 3 м по горизонтали и вертикали от газопровода и фланцевых соединений трубопроводов.

8.3.2. Во взрывоопасных помещениях установка в ливневых зонах электрические машины, аппараты приборы в исполнении "повышенной надежности против взрыва" а степень защиты оболочки не ниже IP54.

Электрооборудование мобильных и реальных краев и талей, находящихся во взрывоопасных помещениях должно иметь степень защиты оболочки не ниже IP33 для зон В-1а и не ниже IP44 для зон В-1г.

8.3.3. Стационарные светильники, установка в ливневых зонах В-1а и В-1г, должны иметь исполнение "повышенной надежности против взрыва", а осветительные светильники в зоне В-1а должны быть во взрывоопасных зонах В-1г - "повышенной надежности против взрыва".

8.3.4. Во взрывоопасных зонах В-1а должны применяться проводники и кабели с медными жилами, во взрывоопасных зонах В-1г допускаются применение проводов и кабелей с алюминиевыми жилами.

Применение шинпроводов во взрывоопасных зонах В-1г за пределами во взрывоопасных зонах В-1а могут применяться шинпроводы с медными изолированными шинами, проложенными в защитных металлических кожухах степень защиты не менее IP31.

8.3.5. Заземление или заземление электрооборудования установках оккременного и постоянного тока должно выполняться в соответствии с Правилами устройств электроустановок.

8.3.6. Защита от статического электричества и устройств молниезащиты III должны выполняться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации по устройству молниезащиты зданий сооружений, утвержденной в установленном порядке.

8.3.7. Плоскость III должна иметь на ружье электроосвещение. Светильники должны быть размещены либо на специально предусмотренных опорах либо на опорах молниеприемников. Управление освещением следует предусматривать ручным способом распределительного щита, расположенного в здании или в одном из укрытий (контейнеров) III.

8.3.8. Электрические контрольно-измерительные и автоматические приборы, установка в ливневых зонах во взрывоопасных помещениях и на ружьих установках должны соответствовать нормативным требованиям.

8.3.9. Системы отопления и вентиляции помещений в зданиях сооружениях газоснабжения,

а также глав ного корпуса с ГТУ и ПГУ, работающими на природном газе следует проектировать в соответствии с требованиями строительных норм и правил действующих ПбВ и ПбВ в иллюстрированных электроустановках.

8.3.10. Температура воздуха в производственных помещениях, где расположена вся нагрузка оборудования должно выбираться из климатических условий с учетом времени пребывания обслуживающего персонала, а также быть в холодный период года - не ниже минимального значения, а теплый период года - не выше максимального значения, указанного в заданиях на оборудование.

8.3.11. Для производственных помещений категории А следует предусматривать в воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. Допускается применение систем водяного отопления с температурой теплоносителя не выше 110 °С и отопительными приборами с гладкой поверхностью. Электрическое отопление допускается проектировать с электроприборами в открытой или щитовом исполнении в соответствии с требованиями, предъявляемыми к помещениям класса В-1а.

8.3.12. При расчете систем отопления для обеспечения в помещениях допустимой температуры следует учитывать теплопотери тела через ограждающие конструкции и расхождения на нагревание приточного воздуха при проектировании в вентиляцией с естественным побуждением. Прокладка трубопроводов систем отопления должна предусматриваться открытой, в несоединяемых трубопроводах должны быть сварными арматура должна быть вынесена из взрывоопасной.

8.3.13. В помещениях III следует предусматривать общепомещную вентиляцию с естественным побуждением в зимнее время не менее трехкратного воздухообмена в час. Системы вентиляции с механическим побуждением или смешанные системы вентиляции следует проектировать при обеспечении расчетных параметров воздуха за счет вентиляции с естественным побуждением.

8.3.14. В помещениях глав ного корпуса, в которых расположены газотурбины, следует предусматривать общепомещную приточно-вытяжную вентиляцию с механическим или естественным побуждением в зависимости от принятой схемы вентиляции, но не менее трехкратного воздухообмена в час с учетом энергетического блока. Принятая система организации воздухообмена должна исключать возможность образования стойких зон в пределах площадок и помещений.

При определении воздухообменов по указанным критериям в расчет объема помещения или зоны принимаются следующие высоты

- фактическая высота помещения или зоны от 4 до 6 м;
- 6 м, если высота помещения или зоны более 6 м;
- 4 м, если высота помещения или зоны менее 4 м.

При наличии площадок их площадь следует принимать как площадь пола.

8.3.15. При расчете аварийной вентиляции для помещений, в которых возможен выход (поступление) большого количества горючего газа расхождение воздуха необходимый для обеспечения промышленной безопасности определяется в технологической части проекта. Аварийную вентиляцию следует проектировать с механическим побуждением. Системы аварийной вентиляции должны включать в том числе при необходимости новые в помещениях газоналиваторов 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени.

8.3.16. В проектах ГТУ и ПГУ должна определяться оценка воздействия окружающей среду концентраций вредных веществ (выбросов) производимых при эксплуатации оборудования ТЭС в целом с учетом организмов аномальных выбросов вредных веществ в натуральном газе азотистого

8.3.17. Дополнительно должно определяться шумовое воздействие окружающей среду от редукционных и предохранительных клапанов компрессоров и других источников шума.

На ТЭС с ГТУ должна быть предусмотрена защита от шума (шумоглушители, противощумовая обшивка) в целях обеспечения уровня шумового воздействия окружающей среду в пределах, соответствующих нормативным документам, утвержденным в установленном порядке.

8.4. Организация мероприятий по защите населения

8.4.1. Строительство систем газоснабжения ТЭС с ГТУ и ПГУ должно осуществляться в соответствии с требованиями, установленными действующими ПбВ и ПбВ.

8.4.2. При размещении ТЭС в районах с сейсмичностью 8 баллов и более дополнительно

должны быть выполнены требования

газопроводы должны прокладываться как правило на низких опорах а в местах пересечения с автодорогами в полузакрытых каналах

крепление на железных газопроводах опор должно быть с соблюдением предохранением от возможного сброса труб;

этака для трубопроводов должны быть удалены от не сейсмостойких зданий сооружений на расстоянии не менее 0,8 в высоту здания сооружений;

прокладка газопроводов стен не сейсмостойких зданий не допускается;

компьютерная способность каждого участка газопровода к воздействию опорами должна приниматься на 100 м больше требуемого по расчету температурного расширения;

в вводе газопровода не сейсмостойкое здание должно быть подземным или туннельным на участке протяженностью не менее 0,8 в высоту здания

отключающая арматура газопровода должна быть удалена от не сейсмостойкого здания на расстоянии не менее 0,8 его высоты

8.4.3. При строительстве газопроводов ТЭС в сейсмических районах должны учитываться требования соответствующих строительных норм и правил в установленном порядке.

8.4.4. При размещении ТЭС в районах вечной мерзлоты дополнительно должны быть выполнены требования

прокладка газопроводов должна предусматриваться на железной в термозолированных лагах или в земляной насыпи

в вводе здания и в выводе газопровода здание должны предусматриваться только на железных, место перехода подземного газопровода на железный должно быть удалено от здания не менее чем на 6 м;

противокоррозионная защита газопровода температура стен и грунта в округ которого в процессе эксплуатации ниже -5°C , не требуется, в остальных случаях защита должна предусматриваться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, утвержденной в установленном порядке;

значения удельной вязкости газопровода образцам не следует определять в соответствии с требованиями стандарта при температуре -60°C ;

применение труб из углеродистой стали марки 10 и 20 по соответствию условиям государственному стандарту в условиях отрицательных температурах допускается при условии, что транспортная погрузочно-разгрузочная работа хранения труб и монтаж трубопроводов производятся при температуре в воздухе не ниже -20°C ;

применение труб из стали марки 10 и 20 по соответствию условиям государственному стандарту для нарезки прокладки в районах строительства с расчетной температурой нарезки в воздухе до -40°C допускается при условии поставщика в вязкости при -40°C не $-29,4 \text{ Дж/см}^2$.

8.4.5. При приеме в эксплуатацию законченных строительством объектов ТЭС с ПГУ и ПГУ должно быть обеспечено соблюдение требований установленных на строящихся объектах.

Дефекты и недостатки, допускаемые в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами изготовителями до начала комплексного опробования

8.4.6. Комплексное опробование при приеме в эксплуатацию оборудования ГТУ и ПГУ должны проводиться приемочной комиссией по специальной инструкции (программе).

На период комплексного опробования оборудования должно быть организовано круглосуточное дежурство персонала станции, монтажной и наладочной организацией для наблюдения за состоянием технологического оборудования и принятия мер по своевременному устранению неисправностей и учету газа

Персонал станции должен быть проинструктирован во всех возможных случаях и способами устранения, а также обеспечен необходимыми схемами и инструкциями, средствами защиты и средствами, необходимыми приборами и оборудованием.

8.4.7. Комплексное опробование ГТУ Усчитываясь проведенным непрерывной, без отключения основного оборудования в течение 72 часа на основе топлива с номинальной нагрузкой проектными параметрами газопроводом в течение 10 а в том числе пусков; проверка соответствия вibrационных характеристик агрегата действующим нормам; проверка эффективности работы системы автоматического регулирования и двукратное опробование в режиме постоянной или периодической работы в режиме спомогательного оборудования в ходе пусков оборудования.

8.5. Эксплуатация объектов в газоопасных условиях

8.5.1. На системах газоснабжения ТЭС с ГТУ и ПГУ по графику утвержденным техническим руководством, должны выполняться:

- осмотр технического состояния оборудования (обход);
- проверка параметров срабатывания ИСК и ГЗК, установленных на ПШ;
- проверка работоспособности ГЗК, в ключевых в схеме защиты блокировок ГТУ и ПГУ;
- контроль за газовой атмосферой в помещениях ПШ, котельной и машинном зале так же в помещениях, в которых размещены блоки системы газоснабжения;
- проверка действия автоматических сигналов тревога газовой атмосферы в помещениях ГРП машинной котельной;
- проверка срабатывания устройств технологической защиты, блокировок и действия сигнализации;
- очистка фильтров;
- проверка плотности фланцевых, резьбовых и сварных соединений газопроводов и сапунных биверных рам турбкомпрессоров с помощью приборов или мыльной эмульсии;
- включение и отключение газопроводов газопроводов оборудования режимы резервирования и консервации;
- техническое обслуживание;
- текущий ремонт;
- проведение ремонта наладочных работ газопользующим оборудованием на периодических работах;
- техническое обследование (техническая диагностика) газопроводов и газопроводов оборудования;
- капитальный ремонт.

8.5.2. Технологическое оборудование средств контроля, управления, сигнализации связи должны подвергаться наряду с осмотру следующей периодичностью:

- технологическое оборудование трубопроводная арматура, электрооборудование, средств защиты, технологические трубопроводы - перед началом смены и в течение смены не реже чем через 2 часа;
- средств контроля, управления, исполнительные механизмы, средств сигнализации связи не реже одного раза в сутки;
- вентиляционные системы - перед началом смены;
- средств пожаротушения, в том числе автоматические системы обнаружения и тушения пожаров - не реже одного раза в месяц.

8.5.3. Техническое обслуживание газопроводов газопроводов оборудования ПШ должно проводиться не реже одного раза в месяц.

Внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ должны подвергаться техническому обслуживанию не реже одного раза в месяц и текущему ремонту - не реже одного раза в год. Периодичность капитальных ремонтов устанавливается в зависимости от фактического состояния оборудования.

Техническое обслуживание и текущий ремонт компрессоров, предохранительной запорной и регулирующей арматуры с газонасыщенным сроком эксплуатации может производиться в соответствии с паспортом (инструкцией) завода-изготовителя.

По истечении гарантийного срока они должны пройти повторное обслуживание.

8.5.4. Техническое обслуживание должно проводиться в составе не менее трех человек, под руководством мастера, с оформлением наряд-допуска на производство газоопасных работ.

8.5.5. Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт газопроводов арматуры и технологического оборудования должны производиться в соответствии с требованиями на стоящих Правилах инструкций заводов-изготовителей по монтажу и эксплуатации оборудования а также нормативно-технических документов, учитывая условия и требования эксплуатации тепловых электрических станций, обеспечивающих их промышленному безопасному согласованному Госгортехнадзором России и утвержденным в установленном порядке.

8.5.6. Для обеспечения работ по техническому обслуживанию должен быть проведен контроль в озонорабочих зонах помещений (ПШ, машина, котельной) на загазованность отпечкой результатов анализа наряд-допуске.

8.5.7. При техническом обслуживании ПШ должны выполняться:

- проверка хода запорной арматуры и герметичности, герметичности ИСК с помощью

приборов или мыльной эмульсии ;
проврка плотности мест прохода соединений приводных механизмов с регулируемыми клапанами
проврка плотности в сексоединений газопроводов арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии ;
осмотр и при необходимости очистка фильтров ;
проврка соединений приводных механизмов с регулирующими клапанами устранение люфтов и других механических неисправностей рычажной передачи ;
продувка импульсных линий приборов средств измерения , предохранительных запорных регулирующих клапанов
проврка наличия и качества смазки редукторов запорных регулирующих устройств ;
проврка параметров работы ИСК ;
смазка карущих частей и подтягивание (при необходимости) сапников арматуры.

8.5.8. При техническом обслуживании внутренних газопроводов котлов -утилизаторов должны выполняться :

проврка плотности в сексоединений газопроводов оборудования и газовой аппаратуры помощью приборов или мыльной эмульсии ;
осмотр арматуры ее очисткой (при необходимости) ;
проврка соединений приводных механизмов с регулирующими клапанами устранение люфтов и других механических неисправностей рычажной передачи ;
смазка карущих частей и подтягивание (при необходимости) сапников арматуры ;
продувка импульсных линий средств измерений .

Техническое обслуживание может выполняться на действующем оборудовании

8.5.9. В производственной зоне ПП должны ежедневно осматриваться технологическое оборудование газопроводов арматуры, электрооборудование , вентиляционные системы , средства измерений , противодавления аппаратура , блокировки и сигнализации в выявленные неисправности своевременно устраняться .

Включение в работу технологического оборудования без предварительного внешнего осмотра (обхода) не допускается .

8.5.10. Параметры работы регуляторов в ПП должны соответствовать требованиям рабочего года в плане загрузка нормативных технических условиях на поставку УИ в паспортированных характеристиках КТУ

Колбания давления газа в выходныепускать не более 10% от рабочего года в плане .

8.5.11. Предохранительные сбросные клапаны должны быть настроены на параметры , обеспечивающие на случай открытия и при превышении в единицы максимального рабочего года в плане на выходе из ПП не более чем на 15% .

При настройке параметров сброса на ИСК не должно изменяться рабочее давление в газопроводах после регулирующих клапанов в выходные ПП .

8.5.12. При эксплуатации ПП должны выполняться :
осмотр технического состояния (обход) в сроки , установленные в инструкции , обеспечивающие безопасность эксплуатации ;

проврка параметров работы предохранительных запорных и сбросных клапанов не реже одного раза в 3 месяца , а также по окончании ремонта оборудования

техническое обслуживание - не реже одного раза в 6 месяцев ;

текущий ремонт - не реже одного раза в год , если изготовителем газопроводов оборудования не установлены новые сроки ремонта ;

капитальный ремонт - при замене оборудования средств измерений , ремонте заданных систем отопления , вентиляции , освещения , на основании дефектных ведомостей , составленных по результатам осмотров и текущих ремонтов .

8.5.13. Режим работы и параметры работы сбросных клапанов предохранительных клапанов не должны приводить к изменению рабочего года в плане газопроводов регулятора .

8.5.14. Работая еще должны компрессоры должны находиться под постоянным надзором эксплуатация компрессоров с отключенными или вышедшими из строя автоматикой в аварийной вентиляции , блокировкой и вентиляторами в вытяжных системах за пределами .

8.5.15. Держать компрессоры под давлением в аварийной обстановке :

улиц газ

неисправности отключающих устройств ;

вибрация посторонних шумов и стуков ;

выход из строя подшипников и уплотнения ;

изменения допустимых параметров масла и воды

в выход из строя электропривода пусковой аппаратуры
напряжения или понижения нормируемого давления газа в выходных патрубках
8.5.16. Масло для смазки компрессора должно иметь сертификат соответствия марке,
указанной в заводском паспорте на компрессор (по вязкости температурам вспышки
самовоспламенения, термической стойкости) и специфическим особенностям, характерным для
работы компрессора данного типа в конкретных условиях.

8.5.17. Контроль за газовой атмосферой в помещениях ПГУ должен проводиться стационарными
сигнализаторами газовой атмосферы переносным прибором из взрывной зоны помещений не
реже одного раза в смену.

При обнаружении концентрации газа необходимо организовать дополнительно
вентиляцию помещений, выявив и устранить причину и немедленно устранить утечку газа.

8.5.18. Газопроводы подводящие газ к агрегатам, при пуске газодолжны продуваться
транспортируемым газом до вытеснения в атмосферу воздуха в соответствии с требованиями
на стоящих Правилах.

Продувка должна проводиться через продувочные газопроводы места, предусмотренные
проектом.

8.5.19. Пуск газовой турбины может осуществляться из:
холодного состояния, при температуре металла корпуса турбины не выше 150 °С, после
ремонта или ремонта;

холодного состояния, при температуре металла корпуса турбины 150-250 °С;

горячего состояния, при температуре металла корпуса турбины выше 250 °С.

Скорость повышения температуры газа в проточной части камеры сгорания и на входе
на турбину при пуске из холодного состояния не должны превышать значений заданных
заводом изготовителем.

8.5.20. Пуск ГТУ или ПГУ должен производиться полностью открытыми к дымоходной трубе
шиберами. Закрытие шиберов, розжиг горелок котла-утилизатора допускаются только
после выхода газовой турбины на холостой ход.

8.5.21. Камеры сгорания газовой воздушные тракты ГТУ или ПГУ, в которых используются
утилизатор, перед розжигом горелочных устройств газовой турбины должны быть
проверены (проверены) при вращении ротора пусковым устройством,
обеспечивая расход воздуха не менее 50% от номинального.

После каждой неудачной попытки пуска газовой турбины запрещается топливо без
предварительной вентиляции газовой воздушных трактов ГТУ или ПГУ запускать.

Продолжительность вентиляции должна быть в зависимости от компоновки тракта и типов
газовой турбины, котла-утилизатора, пусковых устройств и рассчитанной организацией
и указана в программе запусков (розжига), а также введена в инструкцию по эксплуатации.

Запорная арматура на газопроводах перед горелочным устройством должна открываться
после окончания вентиляции газовой воздушного тракта и включения запорного запального
устройства.

8.5.22. Если при розжиге плавных труб (газовых горелок) камеры сгорания газовой
турбины или в процессе регулирования произойдет отрыв, проскок или погасание пламени,
подача газа должна немедленно прекратиться.

К повторному розжигу разрешается приступить после вентиляции камеры сгорания и
газовых воздушных трактов ГТУ или ПГУ в течение времени, указанного в
инструкции, а также устранения причин неполадок.

8.5.23. Стопорные и регулирующие топливные клапаны газовой турбины должны быть
плотными. Клапаны должны находиться в полном ход перед каждым пуском, а также
остановиться на час перед пуском газовой турбины в базируемом режиме.

8.5.24. Проверка герметичности затворного, предохранительного запорного
клапана газовой турбины должна производиться после капитального и среднего
(регулярного) ремонта с визуальным контролем, перед каждым пуском ГТУ а также
периодически не реже одного раза в месяц.

8.5.25. Пуском ГТУ должен руководить начальник смены, а после капитального и среднего
ремонта, проведения регулярных работ начальник цеха или его заместитель.

8.5.26. Перед пуском ГТУ после ремонта или простоя в резервном состоянии должны быть
проверены исправности готовности к включению средств технологической защиты и
автоматически блокировок вспомогательного оборудования главной системы, резервных и
аварийных систем сособ контролем -измерительных приборов и средств опрашиваний связи.
Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

8.5.27. Пуск ГТ У не допускается в случаях:
напряжения отключения хотя бы одной из за щит;
наличия дефектов системы регулирования, которые могут привести к превышению допустимой температуры газовой ра згоннотурбины ;
напряжения одного из основных насосов системы их а в том ического ключения ;
отклонения от норм ка чества масла, а та же при температуре масла ниже уста нов ленного предела ;
отклонения от норм ка чества топлива, а та же при температуре или да в лении топлива ниже или в ыше уста нов ленных пределов ;
утечки газобразного топлива ;
отклонения контрольных показате лей теплового или механического состояния ГТ У от допустимых значений.

8.5.28. Пуск ГТ У после аварийного состояния или сбоя при предыдущем пуске, если причины этих отказов устранены, не допускается.

8.5.29. Пуск ГТ У должен быть немедленно прекращен действием за щит или персоналом в случаях:

нарушения уста нов ленной последовательности пусковых операций;
превышения температуры газовой передо допустимой по гра фическому рисунку;
повышения на груз кипучих устройств а в ыше допустимой ;
не предусмотренного инструкцией снижения частоты враще ния р азв орачива емоса л после отключения пусковых устройств а;

помеховых явлений в компрессорах ГТ У

8.5.30. Газотурбинная установка должна быть немедленно отключена действием за щит или персоналом в случаях:

недопустимого повышения температуры газовой передо турбины ;
повышения частоты враще ния ротора сверх допустимого предела ;
обнаружения трещин или разрывов статорных или газопроводов недопустимого осевого смещения относительных перемещений роторов компрессоров и турбин ;

недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня масла в масляном баке а та же недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или температуры любой из колодок упорного подшипника ;

прослушивания механических звуков (скрежа, стуков), необычных шумов внутри турбома шин и а ппаратура газовой турбины ;

взрыва статора или подшипников опор в ыше допустимых значений;

появления искры или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбома шин или генератора ;

всплескивания масла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар или возгорание средств а м

взрыва (взрыва) в камере сгорания газовой турбины, в котельной или газовой камере ;

погасания пламени в камере сгорания

недопустимого понижения давления жидкого или газобразного топлива перед стопорным клапаном газовой турбины ;

закрытого положения заслонки на дымоходной трубе котельной или повышения давления газа в ходовой котельной ;

исчезновения напряжения на устройствах регулирования и а в том изации на в сех контрольно -измерительных приборах

отключения турбогенератора в следствие нарушения порядка ;

возникновения помех компрессоров или недопустимого приближения к границе помех ;

недопустимого изменения давления воздуха компрессора м ;

загорания топлива на поверхностях нагрева котельной -утилизаторов .

Одновременно с отключением газовой турбины действием за щиты или персоналом должен быть отключен генератор .

8.5.31. Газотурбинная установка должна быть разгружена и остановлена по решению технического руководителя электростанции в случаях:

нарушения нормального режима эксплуатации газовой турбины или нормального режима в спомогательного оборудования при появлении сигнала предупредительной сигнализации если устранение причин нарушения невозможно без останова

защитных стопорных, регулирующих и противомеховых клапанов

обслуживания в воздухозаборных устройствах, если не удается устранить обледенение при

ра боте ГТ У под на грузкой

недопустимого повышения температуры на ружьих поверхностях корпусов турбин, камер сгорания переходных трубопроводов, если понизить эту температуру изменением режима работы ГТ У не удаётся;

недопустимого увеличения пара в номрности измеряемых температур газа в недопустимого повышения температуры в оздуха перед компрессором и в высокодавления, а также в случаях на рушения нормального в одоснабжения;

наисправности а шт, в лияющих на обеспечение в зрыв безопасности

наисправности оперативных контрольно-измерительных приборов.

8.5.32. При авариях в месте нов ГТ У или ПГУ с котлом -утилизатором необходимо :

прекратить подачу топлива в камеру сгорания газовой турбины закрытием стопорного клапана на ГЖ и других запорных устройств на газопроводах газовой турбины и котлов -утилизаторов ;

открыть продувочные газопроводы трубопроводы безопасности на отключенных газопроводах газовой турбины и котлов -утилизаторов ;

отключить паровую турбину и генератор, предусмотренные в составе ПГУ .

8.5.33. После отключения ГТ У и ПГУ должна быть обеспечена эффективность в енияция трактов и там где это предусмотрено , производств продувкам горючих в оздухе или инертным газом

Покончания в енияция должны быть прекращены в случае аварийной (или) в ыхлопной тракты. Продолжительность и периодичность в енияция и прокруток роторов при остывании ГТ У должны быть указаны в инструкции по эксплуатации.

8.5.34. Запорная рама турбины продувочных газопроводов и газопроводов безопасности после отключения ГТ У должна постоянно находиться в открытом положении .

8.5.35. Перед ремонтом газовой аппаратуры осмотром и ремонтом камер сгорания или газопроводов газовой аппаратуры и запальные трубопроводы должны отключаться от действующих газопроводов установка койа гдуки после запорной рамы турбины.

8.5.36. Запрещается приступать к вскрытию турбин, камер сгорания стопорного и регулирующих клапанов не убедившись в том, что запорные устройства на подводе газа газовой турбине закрыты на газопроводах установка койа гдуки, газопроводов в обожжены от газовой турбины продувочных газопроводов закрыты .

8.5.37. После окончания ремонта на газопроводах газовой аппаратуры необходимо провести испытания их на прочность и герметичность в соответствии с требованиями проекта .

8.6. Технические средства контроля газовой аппаратуры и блокировки

8.6.1. Проектом должно предусматриваться в том числе оборудование системы газоснабжения ГТ У и ПГУ с сохранением в озможности дистанционного управления с МЦУ и ЦЦУ (с соответствующим переключением при выборе места управления) и ручного управления по месту .

8.6.2. Выполнение блокировок и защита остав ГТ У и ПГУ и перевод их на работу с пониженной на грузкой должно осуществляться в соответствии с техническими условиями за в оздготовителя .

8.6.3. В системе газоснабжения газовой турбины , работающей в составе ГТ У или ПГУ с котлами -утилизаторами и теплообменниками апаратура должна быть обеспечено измерение :

общего расхода газа ТЭС;

расхода газа камеру ГТ У или ПГУ ;

давления газа в ходех ПГ ;

температуры газа в ходех ПГ ;

перепада давления в линиях газовой аппаратуры ;

давления газа в ходех узла стабилизации в линиях (УСД) и в ыхлопного ;

давления газа в ыхлопной камере регулирующей сетки УСД (ГРП);

давления газа и после компрессора (ступени) ;

уровня жидкости в аппаратуре очистки газа

за газовой аппаратуры в помещениях ПГ , в застойных зонах машинного зала где размещены ГТ У и помещениях , в котором установка койа гдуки котлы -утилизаторы или теплообменники апаратура

давления газа перед стопорным клапаном и регулирующим клапаном газовой турбины , а также регулирующим клапаном перед горючими котлами -утилизаторами ;

температуры газа после холодильника ;

температура газа за выходом из последней ступени компрессора ;
температура подшипников электродвигателей дожимных компрессоров ;
температура подшипников дожимного компрессора ;
температура газа за выходом из камеры охлаждения газа (при его наличии) ;
температура и давление масла в системе маслообеспечения дожимных компрессоров ;
температура и давление охлаждающей жидкости на входе в систему охлаждения газа за выходом из нее ;

мощности, потребляемой дожимными компрессорами ;
давление газа за компрессором ;
давление в воздухе перед камерой горелки котла-утилизатора (при наличии дутьевых вентиляторов) ;

частоты вращения пусковых устройств АГТУ

частоты вращения статора ГТУ

8.6.4. В системе газоснабжения ГТУ и ПГУ предусматривается технологическая сигнализация:

повышения и понижения давления газа перед блоком очистки ;

повышения и понижения давления газа до и после ППГ ;

повышения и понижения давления газа за газопроводом перед стопорным клапаном газовой турбины ;

повышения концентрации загазованных газов в помещениях ППГ, машинного зала котельной, блока систем газоснабжения, примыкающих к зданию ГТУ

включение аварийной вентиляции в помещениях установок дожимных компрессоров ;

повышения температуры охлаждающей воды масла камеры дожимного компрессора ;

повышения температуры подшипников электродвигателей дожимного компрессора ;

повышения температуры подшипников дожимного компрессора ;

повышения температуры в воздухе блок-контейнера газопоршневого турбогаза турбины ;

повышения температуры в воздухе блок-контейнера компрессорного агрегата

понижения уровня масла в масляной системе дожимного компрессора ;

повышения уровня жидкости в аппаратах блоков очистки газа

повышения температуры газа до и после дожимного компрессора ;

срабатывания системы автоматического оповещения в помещениях ППГ ;

понижения уровня масла в масляной системе дожимного компрессора ;

повышения уровня жидкости в аппаратах блоков очистки газа

повышения вибрации дожимного компрессора ;

наличия факела на пламенных трубах камеры сгорания газовой турбины ;

наличия факела на горелке котла-утилизатора ;

наличия факела на запальных устройствах газовой турбины ;

наличия факела (общего) на секторных котлах-утилизаторах ;

срабатывания технологических защит.

8.6.5. В ППГ системы газоснабжения предусматриваются следующие технологические защиты:

срабатывания ИСК при повышении давления газа выше установленного значения на выходе из ППГ и после камерного дожимного компрессора ;

отключение электродвигателей дожимных компрессоров при понижении давления охлаждающей воды ниже установленного значения и повышении температуры охлаждающей воды выше установленного значения ;

включение аварийной вентиляции при достижении концентрации загазованных газов в помещениях ППГ 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени .

8.6.6. В ППГ системы газоснабжения предусматриваются технологические блокировки:

включение резервной линии редуцирования (поставленной на автоматический режим) в случае понижения давления газа в выходном блоке редуцирования ниже установленного значения ;

включение резервной линии редуцирования и отключение рабочей линии в случае повышения давления газа в выходном блоке редуцирования выше установленного значения .

При наличии двойного дистанционного или автоматического управления оборудованием и арматурой должна предусматриваться блокировка, исключающая возможность одновременного их включения .

8.6.7. Для предотвращения взрыва опасных газов ГТУ и ПГУ с котлами-утилизаторами должны оснащаться технологическими защитами, действующими на отключение газовой турбины при:

недопустимом понижении давления за счет стопорным клапаном газовой турбины ;
погасания или возгорания пламени в камерах пламенных труб камеры сгорания
недопустимом изменении давления в воздушном компрессоре ;
возникновением неисправностей компрессоров .

При срабатывании щиты должны производиться одновременно закрытие стопорных и предохранительных клапанов за крытие регулирующих клапанов за порной рамы турбины за падением газопровода газопровода подвода газа к турбине , открытие дренажных и неисправных клапанов отключение газотра от сети , отключение пусковых устройств а.

8.6.8. Технологические щиты, блокировки и сигнализация в ведение в постоянную эксплуатацию, должны быть в ключевые в течение всего времени работы оборудования на которых они установлены . В одних технологических щитов должен производиться в том числе

8.6.9. Вызов работы технологических щитов, обеспечивающих в аварийных ситуациях работу оборудования низкого давления .

Вызов работы других технологических щитов, а также технологических блокировок и сигнализация на работу оборудования низкого давления только в случае в режиме не более одной за щиты, блокировки или сигнализация щитов в случаях :

очевидной неисправности отключения

периодической проверки содержания фугу у вращающему техническим руководителем .

Отключение должно выполняться по письменному распоряжению начальника смены в оперативном журнале с обязательным уведомлением технического руководителя ТЭС

8.6.10. Проверение ремонтных и наладочных работ в целях за щиты, блокировок и сигнализация действий оборудования без оформления нарядов-допусков за пределами .

8.6.11. Работы по регулировке и ремонту систем автоматизации противонарывных щитов и сигнализация в условиях газовой аварии производятся

8.7. Наружные газопроводы

8.7.1. Обход наземных газопроводов должен производиться не реже 1 раз в месяц в пределах станции, в пределах станции - не реже 1 раз в квартал . Выводные неисправности должны устраняться .

8.7.2. Эксплуатация и периодичность обхода трансформаторных газопроводов давлений до 1,2 МПа должна осуществляться в соответствии с требованиями на стоящих Правилах в зависимости от технического состояния газопровода

8.7.3. Эксплуатация подземных газопроводов давлений свыше 1,2 МПа в пределах станции должна осуществляться в соответствии с требованиями на стоящих Правилах в зависимости от технического состояния газопровода а также учитывать требования нормативно-технических документов для магистральных газопроводов утвержденных в установленном порядке, но не реже приведенных в приложении 1 .

8.7.4. Периодичность обхода трансформаторных газопроводов давлений свыше 1,2 МПа за пределами станции в зависимости от соответствия нормативно-техническими документами для магистральных газопроводов утвержденными в установленном порядке .

9. ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

9.1. Все здания и сооружения на газопроводных сетях должны иметь строительный паспорт

По истечении установленного срока службы здания или сооружения должны проходить обследование с целью установления возможности дальнейшей их эксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращения эксплуатации .

9.2. Обследование зданий и целостности строительных конструкций (трещины, обвалы, просадки фундамента, снижение несущих способностей перекрытий, разрушение кровли и другие) должно производиться как перед реконструкцией технологического объекта или изменением функционального назначения здания или сооружения , а также после аварии (взрыв, пожар) .

9.3. Обследование зданий и сооружений с целью установления возможности дальнейшей их эксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращения эксплуатации производиться с учетом строительных норм и правил утвержденных федеральным органом исполнительной власти в области строительства , в рамках экспертизы промышленной безопасности в порядке утвержденных Госгортехнадзором России

9.4. На в ходных дв фрях зда ний и сооружий , а та кже произв одств еных помщий должны быть на несены обозна чения ка тегории помщий по в зрыв опож рной пож рной опа сности кл ссы в зрыв оопа сноснн

10. ГАЗОЖСБЕ РАБОТЫ

10.1. К га зоопа сныра бота мнсятс я :
присоединение (в резка в нов ьпостроенных на ружьих и в нурених га зопров одовк действ ующим , отключение (обрезка) га зопров одов
пуск га зав га зопров одьпри в в одев эксплу ата цию, ра сконсрв а ции после реомна (реконструкции) , в в одяэкспл ата цию ГРЦ, ГРБ , ЦРП и ГРУ;
техническое обслужив а ние и реомг действ ующих на ружьих и в нурених га зопров одов га зов ооборудов а ния ГРЦ, ГРБ , ЦРП и ГРУ, га зоиспольз ующих уста нов ок
уда ление за купорок уста нов каи снятие за глущк на действ ующих га зопров ода а та кже отключение или подключение к га зопров одагы зоиспольз ующих уста нов ок
продув ка га зопров одоври отключении или в ключении га зоиспольз ующих уста нов окв ра боту
обход на ружьих га зопров одов ГРЦ, ГРБ , ЦРП и ГРУ, реомг , осмотр и пров ерив а ние колодцв , пров ерка и отка чка конденс ата из конденс а тосборников ;
ра зрытия в места х утечек га зов их устра нения ;
реомг с в ьполнением огнв ьих (св а рочньих) ра бот и га зов ойрки (в том числе ме ханической) на действ ующих га зопров ода ооборудов а ния ГРЦ, ГРБ , ЦРП и ГРУ.

10.2. Га зоопа сныра боты должны в ьполняться брига дой ра бочих в соста в ес мене 2 чев ек под руков одств омпетиа листа .

Га зоопа сныра боты в колодцх , тунелях , коллектора х , а та кже в тра нзях и котлов а на х глубиной боле 1 м должны в ьполняться брига дой ра бочих в соста в ес мене 3 чев ек .

10.3. Пров едение реомных ра бот без применения св а рки га зов ойрки на га зопров ода х низкого да в ления диа метром не боле 50 мм , обход на ружьих га зопров одов реомг , осмотр и пров ерив а ние колодцв (без спуска в них) , пров ерка и отка чка конденс ата из конденс а тосборников , а та кже осмотр технического состояния (обход) в нурених га зопров одов и га зоиспольз ующих уста нов окв том числе ГРЦ, ГРБ , ЦРП и ГРУ, ка кпра в ил допуса ес я дв ум ра бочими. Руков одств о поруча ес я на иболе кв а лифициров а ннумра бочеву .

10.4. На произв одств ога зоопа сныра бот в ьда ес я на ряд допуса уста нов лной формы , предусм атрив а ющей ра зра ботку последующе осущств ление комплекса меропрятий по подготов кеи безопа сному пров едению этих ра бот(приложение 2).

10.5. В орга низа ции должен быть ра зра бота и ув ержен техническим руков одителем пренець га зоопа сныра бот в том числе в ьполняемых без оформления на ряда допуса по произв одств еныминструкциям , обесп ечив а ющим их безопа сноепров едение .

10.6. Лица , имеющие пра в ь в ьда чна рядов допусков к в ьполнению га зоопа сныра бот на зна ча ющаярика зом по га зора спредельной орга низа ции или орга низа ции имеющей собств енно экспл ата ционному га зов оеоблужу , из числа руков одящих ра ботников и специа листов , с да в ших экза мн в соотв еств иис трбов а ниями на стоящих Пра в или имеющих опыт ра бот в га зов оеоз айтв ес мене одного года.

10.7. Приодически пов торяющиеся га зоопа сныра боты в ьполняемые , ка кпра в ил допуса по постоянным соста в ора бота ющих , могут произв одиться без оформления на ряда допуса по ув ерженным произв одств еныминструкциям .

К та ким ра бота мнсятс я обход на ружьих га зопров одов ГРП (ГРБ) , ЦРП и ГРУ, реомг , осмотр и пров ерив а ние колодцв ; пров ерка и отка чка конденс ата из конденс а тосборников ; техническое обслужив а ние га зопров одов га зов оооборудов а ния без отключения га за техническое обслужив а ние за порной а рматуры и комплекса торов , ра сположенных в не колодцв ; обслужив а ние (технологическое) га зоиспольз ующих уста нов ок (котлов , печей и др.).

Ука за ныера боты должны , ка кпра в ил в ьполняться 2 ра бочими и регистриров а тьс я в специа льном журна ле с ука за нием реомн на ча ли оконча ния ра бот

10.8. Пуск га зав га зов ьсееи посеений при перв ичной га зифика ции в га зопров оды в ьсокого да в ления; ра боты по присоединению га зопров одов ьсокого и среднего да в ления; реомные ра боты в ГРЦ, ГРБ , ЦРП и ГРУ с применением св а рки га зов ойрки; реомные ра боты на га зопров ода среднего и в ьсокого да в ления (под га зом с применением св а рки га зов ойрки; снижение и в осста нов ление да в ления га зав га зопров ода среднего и в ьсокого да в ления, св яз а ные отключением потребителей ; отключение и последующе в ключение

подачи газа на промышленные производств а производятся по специально плану, утвержденному техническим руководителем газораспределительной организации

В плане указывается последовательность проведения операций; состав каждой; техническое оснащение; мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность лица, ответственные за проведение газоопасных работ (отдельно на каждом участке работы) и за общее руководство и координацию действий.

10.9. Каждому лицу, ответственному за проведение газоопасных работ в соответствии с планом выдается специальный наряд-допуск.

10.10. К плану и наряд-допускам должны прилагаться исполнительная документация (чертеж или ксерокопия исполнительной документации) с указанием места и характера производства работ

Перед началом газоопасных работ лицом, ответственным за их проведение, проводится соответствующая документация фактически по специальному газопроводу

10.11. Работы по локализации и ликвидации аварии в газопроводах производятся без наряд-допуска до устранения прямой угрозы причинения вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде.

Восстановительные работы по приведу газопроводов газопроводов оборудования в технически исправное состояние производятся наряд-допуску.

В случае, когда авария в газопроводах восстановительные работы на чала до конца производятся аварией диспетчерской службой в сроки более суток, наряд-допуск может не оформляться.

10.12. Наряд-допуски на газоопасные работы должны выдаваться в обязательном порядке для необходимой подготовки к работе

В наряд-допуске указывается срок его действия, в течение которого должны производиться работы

При невозможности окончить ее в установленный срок наряд-допуск на газоопасные работы подлежит продлению лицом, в выдавшем его.

10.13. Наряд-допуски должны регистрироваться в специальном журнале установленной формы.

10.14. Лицо, ответственное за проведение газоопасных работ получающее наряд-допуск, расписывается в журнале регистрации наряд-допусков.

10.15. Наряд-допуски должны храниться не менее одного года с момента его закрытия

Наряд-допуски, в выдаваемых с момента первоначального пуска газаврезку действующий газопровод отключения газопроводов газаврезку глухо в местах отселения, хранятся постоянно в исполнительно-технической документации на данный газопровод

10.16. Если газоопасные работы выполняются по наряд-допуску, производятся в течение более одного дня, ответственный за их выполнение обязан ежедневно докладывать о положении дел лицу, в выдавшем наряд-допуск.

10.17. Командированному персоналу на наряд-допуски в выдаются в срок командировки производств а контролируется лицом, назначенным организацией производящей работы

10.18. До начала газоопасных работ ответственный за ее проведение обязан инструктировать в секретах о технологической последовательности операций и необходимых мерах безопасности. После этого каждый работник, получивший инструктаж, должен расписаться на наряд-допуске.

10.19. При проведении газоопасных работ в местах спаривания должны выдаваться лицам, ответственным за работу

Другие должностные лица и руководители, присутствующие при проведении работ могут давать указания только через лицо, ответственное за проведение работ

10.20. Газоопасные работы должны выполняться, как правило в дневное время.

В районах с экстремной климатической зоной газоопасные работы производятся в соответствии с требованиями.

Работы по локализации и ликвидации аварии выполняются в соответствии с требованиями под непосредственным руководством специалиста.

10.21. Газопроводы в вводимые в эксплуатацию в течение 6 месяцев со дня испытания, должны быть повторно испытаны на герметичность.

Дополнительно проводится работа установка окислительно-восстановительной системы, состояние дымоотводящих и вентиляционных систем, комплектность и исправность газопроводов оборудования арматуры, средств измерений и автоматизации

10.22. Присоединение вновь построенных газопроводов действующим производством производится только перед пуском газа

Все газопроводы газопроводов оборудования перед их присоединением к действующим газопроводам а также после ремонта должны подвергаться нашему осмотру и контрольной

опрессов ке в оздохомили инертным га за мбрига дой произв одящй пуск га за

10.23. На ружые га зопров одя сегда в лний поддеа т контрольной опрессов кеда в лнием 0,02 МПа . И дение да в лния не должно прев ыша ть 0,0001 МПа за 1 ч.

На ружые га зопров одынизкого да в лния с гидроза тв ора мподдеа т контрольной опрессов кеда в лнием 0,004 МПа . И дение да в лния не должно прев ыша ть 0,00005 МПа за 10 мин .

Внутрение га зопров одыпромышленных , селскохозяйств енных и других произв одств котельных , а та кже оборудов ание и га зопров оды ГРЦ ГРПБ , ЦРП и ГРУ поддеа т контрольной опрессов кеда в лнием 0,01 МПа . И дение да в лния не должно прев ыша ть 0,0006 МПа за 1 ч.

Резулта ты контрольной опрессов ки должны за писыв а ть я на ряда хдопуска х на в ыполнение га зооп а сн ыра бот

10.24. И быточное да в лние в оздухав присоединенных га зопров ода должно сохра няться до на ча лара ботпо их присоединению (в резке).

10.25. Если пуск га за в га зопров одя состояля , то при в озобнов лнии ра ботпо пуску га за он поддеит пов торному осмотру и контрольной опрессов ке

10.26. При ремонных ра бота хв за га зов а нойдее следует применя ть инструмт из цв еного мела да , исключая ющй искробра зов ание

Ра боча яа сьинструмта из черного мела да должна обильно сма зыв а тьсюлодом или другой а на логичной сма зкой

И польов ание электрических инструмтов да ющих искрение , не допуска еся.

Обуь у лиц , в ыполняющих га зооп а сн ыра ботыв колода х , помпциях ГРЦ ГРПБ , ГРУ, не должна имь ста льных подков оки гв оздей

При в ыполнении га зооп а сн ыра бот следует използов а ть переносные св еильники в о в зрыв оза щитномисполнении сна пряжением 12 в олт.

10.27. В ыполнение св а рочныра боти га зов фрезки на га зопров одавжолода х , туннелх , коллектора х , технических подполях , помпциях ГРЦ ГРПБ и ГРУ без их отключения , продув кив оздохомили инертным га зом уста нов кив а глушк не допуска еся.

Дна ча лара ботпо св а рке(резке) га зопров ода та кже за мне а рматурь, конденса торов и изолирующих фланц в колода х , туннелх , коллектора х следует сня ть (демониров а ть) перекрытия .

Пред на ча ломра ботпров одитяпров ержав оздухана за га зов а ннообъем ая долж га за в оздухене должна прев ыша ть 20% от нижого концентра ционного предела ра спространения пла мни . Пробь должны отбира ться в а ниболее плох о в енилируемых мста х .

10.28. Га зов фрезка и св а рка дей ств ующх га зопров одадопуска еся при да в лнии га за 0,0004-0,002 МПа .

Во в ремя в ыполнения ра ботыследет осущств лять постоянный контроль зада в лнием га за в га зопров оде

При снижении да в лния га за в га зопров одяже 0,0004 МПа или его прев ышении св ыше 0,002 МПа ра ботыследет прекра тить .

10.29. Присоединение га зопров одовбез снижения да в лния следует произв одить с използов а ниемспеци ального оборудов анияобеспечив а ющго безопа сностьра бот

Произв одств ена яинструкция на пров едение ра ботпо присоединению га зопров одовбез снижения да в лниядолжа учитыв а тьрекоменда ции изготов ителя оборудов анияи содер жа ть технологическую последов а тельность опера ций.

Произв одств ена яинструкция ув ержда еся в уста нов лнном порядке и согла сов ыв а еся территория лным орга номГосгортехна дз ораРоссии

10.30. Дв лние га за в га зопров одяпри пров едении ра ботследет контролиров а ть по специа льно уста нов лному ма номеру .

Дпуска еся използов а тьма номер , уста нов лнный не да ле 100 м от мста пров едения ра бот

10.31. Ра боты по присоединению га зов огооборудов анияк дей ств ующм в нутреним га зопров ода м използов а нием св а рки(резки) следует произв одить с отключением га зопров одових продув койв оздохомили инертным га зом

10.32. Снижение да в лния га за в дей ств ующм га зопров одеследет произв одить при помощ отключа ющих устройств или регуляторов да в лния.

Во избеж ание прев ышения да в лния га за в га зопров одязбыточное да в лние следует сбрасыв а ть св ечу използв а я имющиеся конденса тосборники , или на св ечу специа льно уста нов лнную на мсте ра бот

Сбрасыв а емыйследет по в озможности сжиг а ть.

10.33. Способы присоединения в нов ь построенных га зопров одовк дейст вующим определяются га зора спредительной орга низа цией в соотв еств ии с дейст вующими норма ми .

10.34. Пров ерка герметичности га зопров одова рма туры и приборов открытым огнем не допуска еся.

Присутств ие посторонних лиц , применение источников открытого огня, а та кже курение в места х пров едения га зоопа сьра ботне допуска еся.

Места пров едения ра ботследует огра жда ть

Котлов аныдолжны имет ь ра змеры, удобные для пров едения ра ботиэв а куа цира бочих

Вблизи мест пров едения га зоопа сьных ра бот в ыв ашив а ютсяили в ыста в ляются предупредительные зна ки"Огнеопасно - га з".

10.35. При га зов ойске (св а рка) дейст вующих га зопров одовк избега ние большого пла мни места в выхода га за а тира ютсяя мотной глиной са сбес тов ойрошкой .

10.36. Снятие за глушек , уста нов ленных на отв етв лениях к потребителям (в в од), х произв одится по ука за ниюлица , руков одящего ра бота ми по пуску га за после в изуа льного осмотра и оперсов кига зопров ода

10.37. Га зопров одпри пуске га за должны продув а тьсяга зомдо в ытеснения в сев ес воздуха

Скона ние продув ки должно уста на в лив а тьсяулем а на лизаили сжга нием отобра нных проб.

Объема я доля кислорода не должна прев ыша ть 1% по объему , а сгора ниега за должно происходить спокойно , без хлопков .

10.38. Га зопров одпри осв обождении от га за должны продув а тьсяв оздухомили инертным га зом

Объема я доля га за в пробе в оздуха(инертного га за)не должна прев ыша ть 20% от нижего концентрационного предела ра спростра ненияпла мни .

При продув ке га зопров одова преа еся в ыпуска тьга за в оздушно смес ь в помещния , в аниационные и дымоотв одящие системы , а та кже в места х, где смес тв ует в озможность попа да нияга за в зда нияили в осла пления от источника огня.

10.39. Отключа емые уча стки на ружьих га зопров одов та кже в нуренных при демонта же га зов ооборудов а ниядолжны обреза ться осв обождая ться от га заи за в а рив а тьсяглухо в месте отв етв ления .

10.40. В за га зов а нияхода х, котлотора х , помещниях и в непомещий в за га зов а ний а тмосфере ремонтные ра боты применением открытого огня (св а рка)недопустимы .

10.41. При в нуренном осмотре и ремонте котлы или другие га зоиспользующие уста нов ки должны отключа ться от га зопров одапомощю за глушек .

10.42. Спуск в колоды (без скоб), котлов аныдолжен осущ еств ляться по ма лическим лестница м с за креплением их у кра яколода (котлов аны).

Для предотв ра щения скольжения и искрения при опира ния на тв ердое основ а ниестлпцы должны имет ь резиновые"ба шма ки".

10.43. В колодах и котлов аныдолжны ра бота тьне более дв ух чев ес , в спа са тельных пояса хи против ога за с на ружь с на в еренной стороны должны на ходиться дв а чев еса для стра хов кра бота ющих и недопущию к месту ра ботыпосторонних лиц .

10.44. Ра зборка(за ма), уста нов ленного на на ружьих и в нуренных га зопров ода х оборудов а ния должны произв одиться на отключеном уча стке га зопров ода уста нов кой за глушек .

За глушки должны соотв еств овать та ксима льному да в лению га за в га зопров одимет ь хв остов икв ыступа юще за пределы фла нцев , и клямо с ука за ниемда в ления га заи диа метра га зопров ода

10.45. На бив ка са лников за порной а рма туры, ра зборка резьбов ых соединений конденса тосборников на на ружьих га зопров одасреднего и в ысокогода в лний допуска еся при да в лении га зае более 0,1 МПа .

10.46. За ма прокладок фла нцев ых соединений на на ружьих га зопров одадопуска еся при да в лении га за в га зопров одедо 0,004-0,002 МПа .

10.47. Ра зборкафла нцев ых, резьбов ыхсоединений и а рма туры на в нуренных га зопров ода х любого да в лениядолжна произв одитьсяна отключеном и за глушном уча сткега зопров ода

10.48. При ремонтных ра бота ха га зопров одаиоборудов а нияв за га зов а нияпомещниях должно обеспечив а тьсяна блудение за ра бота ющими и предотв ра щение в несения источников огня.

10.49. Пред на ча лом ремонтных ра бот на подв есных га зопров ода хв ыза нных ра зьединением га зопров ода за ма за дв иж сятие и уста нов ка за глушек , прокладок и др.),

необходимо отключить имеющиеся за щиты от электрохимической коррозии и устанавливать на разъединяемых участках га зопровода перемычку (если нет стационарно установленных перемычек) строго перед работами искробезопасности.

10.50. Устранение в га зопроводах медных, медноцинковых, на фланцевых и других закупорок путем шпорок (механическими способами), заливки раствора или подачи пара сразу же при давлении газа зопровода более 0,005 МПа.

10.51. Применение открытого огня для обогрева на ружьих полиэтиленовых, стальных сапорок и в наружных га зопроводах запрещается.

10.52. При устранении закупорок га зопровода должны приниматься меры, максимально уменьшающие выход газа из га зопровода. Работы должны проводиться в шаговых или кислородно-изолирующих противогазовых помещениях за пределами.

При очистке га зопровода отработители должны быть предупреждены о необходимости отключения га зопроводов от работающих установок окончателен работ.

10.53. Резьбовые фланцевые соединения, которые разбирались для устранения закупорок га зопровода после сборки должны проводиться герметичность мыльной эмульсией или способом в сыкоочувствительных газонализаторах (технических).

10.54. Средства индивидуальной защиты, их исправность применение является обязанностью работников при выполнении работ без технического руководства, в выданном порядке.

Наличие и исправность средств индивидуальной защиты определяются при выданном ряду допуска на га зопровода работ.

При организации работ обязан предусмотреть возможность быстрого выезда работников из опасной зоны.

Каждый участвующий в га зопровода работ должен иметь подготовленный к работе шаговый или кислородно-изолирующий противогазовое средство фильтрующего противогазового допуска.

10.55. Работники в кислородно-изолирующих противогазовых средствах работ

При работе в кислородно-изолирующем противогазовом необходимо следить за остаточным давлением кислорода в баллоне противогазовом в озвращении работующего в незагазованную зону.

Продолжительность работы в противогазовом без перемены не должна превышать 30 мин.

Время работы в кислородно-изолирующем противогазовом следует записывать в журнал по спорт

10.56. Воздухозаборные патрубки шаговых противогазовых должны располагаться на внешней стороне и закрепляться. При отсутствии принудительной подачи воздуха в вентилятор длина патрубка не должна превышать 15 м.

Нагнетатель не должен иметь перегибов и зажимов.

Противогазовые средства должны герметичность перед выполнением работ зажатием конца гофрированной трубки.

В подборах проработать противогазовом дышать.

10.57. Спасательные пояса с кольцами для карабинов испытываются с грузом на обе пружины с грузом массой 200 кг, в подвешенном состоянии в течение 5 мин. После снятия груза на поясе не должно быть следов повреждений.

10.58. Карабины испытываются с грузом массой 200 кг с открытым замком в течение 5 мин. После снятия груза освобожденный замок карабина должен встать в замок без заедания.

10.59. Спасательные пояса должны иметь на плечные ремни скользящее для крепления в фрезе на уровне лопаток (спины).

Применение поясов без плечных ремней запрещается.

10.60. Спасательные в фрезе должны быть длиной не менее 10 м и испытаны с грузом массой 200 кг в течение 15 мин. После снятия груза на в фрезе кромке и на отдельных нитях не должно быть повреждений.

10.61. Испытание спасательных поясов с в фрезе карабинов должно проводиться не реже одного раза в 6 мес.

10.62. Результаты испытаний оформляются актами записью в специальном журнале.

10.63. Перед выданьем поясов, карабинов в фрезе должны производиться их на ружьих осмотр.

Пояса и в фрезе должны иметь индивидуальные номера.

11. ЛОКАЛИЗАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

11.1. Для локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовой промышленности городских и сельских поселений должны создаваться отдельные пригородные специализированные организации аварийно-диспетчерские службы (АДС) с городским телефоном "04" и их филиалы с круглосуточной работой в выходные и праздничные дни.

Допускается создание специализированные АДС в подразделениях обслуживающих ГРП (ГРУ), а также промышленные объекты и котельные.

11.2. Численность и материально-техническое оснащение АДС (филиалов) определяются типовыми нормами.

Места их дислокации определяются зоной обслуживания и объемом работ с учетом обеспечения прибытия бригады АДС к месту аварии в 40 мин.

При возникновении взрывоопасной ситуации аварийная бригада должна выехать в течение 5 мин.

11.3. Для аварийных аварийных организаций имеющих собственную газоснабжающую АДС газоснабжающих организаций должны оказывать практическую и юридическую помощь по локализации и ликвидации аварийных ситуаций по договору или соглашению по взаимному согласию.

11.4. Аварийные работы на ТЭС выполняются собственным персоналом. Участие в этих работах АДС газоснабжающих организаций определяется планами локализации и ликвидации аварий.

11.5. Деятельность аварийной бригады по локализации и ликвидации аварий определяется планом взаимного сотрудничества рабочих в объеме, который должен быть разработан с учетом местных условий.

Планы взаимного сотрудничества рабочих различных в объеме должны быть согласованы территориальными органами МЧС России и утверждены в установленном порядке.

Обеспечивается составление планов, утверждение, своевременность внесения в них дополнений и изменений, просмотр (не реже одного раза в 3 года) всех технических руководств организаций собственника опасных производственных объектов.

11.6. В АДС должны проводиться тренировки за счет оценки действий персонала:

по плану локализации и ликвидации аварий (аварийная бригада) - не реже одного раза в 6 мес;

по плану взаимного сотрудничества рабочего на значении - не реже одного раза в год.

Тренировки должны проводиться на полигонах (рабочих местах) в условиях, максимально приближенных к реальным.

Проведение тренировок за счет должно регистрироваться в специальном журнале.

11.7. Все заявленные АДС должны регистрироваться с отметкой в момент поступления, в момент выезда прибытия на место аварии бригады хранилища и переноса в выполненной работе.

Заявленная кипоступающие в АДС, должны записываться на магнитную ленту. Срок хранения записей должен быть не менее 10 суток.

Допускается регистрация и обработка поступающих аварийных персоналом компьютером при условии электронной архивации полученной информации с жесткого диска на другие носители (дискееты и др.).

Своевременность выполнения аварийных работ должны контролировать руководители газоснабжающей организации.

Анализ поступивших заявлений производится ежемесячно.

11.8. При получении заявлений на личи за паха за диспетчер обязан инструктировать за аварийные меры безопасности.

11.9. Аварийная бригада должна выезжать на специальной автотранспортной оборудованной радиостанцией, сиреной, проблесковым маячком и комплектом инструментальным, материалами, приборами контроля, оснасткой и приспособлениями для своевременной ликвидации аварий.

При выезде по заявке ликвидации аварий на рабочих газопроводах бригады АДС должна иметь исполнительную техническую документацию или планы (маршрутные карты).

11.10. Обеспечивается за своевременное прибытие аварийной бригады на место аварии в выполнении работ в соответствии с планом локализации и ликвидации аварий аварийной бригады.

11.11. В случае обнаружения объемной доли газа подвала, хатунях, коллекторах, подъездах, помещениях первых этажей здания более 1% газопроводов должны быть отключены от системы газоснабжения приняты меры по эвакуации людей из опасной зоны.

11.12. Ликвидация утечки газа (время) допускаются с помощью бабнажа, хомула или

бина из шкотовой глины на ложных на газопроводах этим участком должно быть организовано на блочное.

Продолжительность эксплуатации в натуре газопровода бандажом, хомутом или бинтом из шкотовой глины не должна превышать годной смены.

11.13. Поврежденные сварные стыки (разрывы, трещины), а также механические повреждения стальной трубы (пробоины, вмятины) должны ремонтироваться в резкой ка тушке или установка кожуховых муфт.

Сварные стыки с другими дефектами (шаровые включения, непроаренные поры сверх допустимых норм), а также как в фундаменте трубы глубиной свыше 30% от толщины стенки могут усиливаться установка муфт с гофрой или жестких последующих опрессовкой.

11.14. При механических повреждениях стальных подземных газопроводов способом их относительно основного положения, как по горизонтали, так и по вертикали, одновременно с проведением работ по устранению утечек газа должны в скрываться проветриваться наружу находящимися методами по одному ближайшему стыку в обе стороны от места повреждения.

При обнаружении в них разрывов, трещин, вызывающих повреждение газопровода, должны дополнительно в скрываться проветриваться радиographically методом следующий стык.

В случае выявления непроаренных шаровых включений, пор производится усиление сварного стыка.

11.15. Сварные стыки и участки труб полиэтиленовых газопроводов имеющих дефекты и повреждения, должны вырезаться замяться в резкой ка тушке с применением муфт с закладными на гравитациями. Допускается сварка стык при 100% контроле стыков ультразвуковым методом.

Узлы неразъемных соединений и соединительные детали, не обеспечивающие герметичность, должны вырезаться замяться новыми.

Допускается ремонтировать точечные повреждения полиэтиленовых газопроводов при помощи специальных полумуфт с закладными на гравитациями.

11.16. Поврежденные участки газопроводов востановленные синтетическим тканевым шлангом, замяются в резкой ка тушке с использованием специального оборудования для проведения работ газопроводов снижения давления.

Допускается осуществлять ремонт газопроводов на логичность лямпов газопроводам

11.17. Работы по окончательному устранению утечек газа могут передаваться эксплуатационным службам после того, как АДС будут приняты меры по локализации аварии в определенном устранению утечки газа.

11.18. Не допускается прямое воздействие открытого пламени горелки при резке стальной оболочки газопровода реконструированного полимерными материалами.

Приложение 1

Индикаторы безопасности при эксплуатации газопроводов в зависимости от места прохождения

Газопроводы	Низкого давления в газостроительных частях подземных	Высокого или среднего давления в газостроительных частях подземных	Всех газопроводов в газостроительных частях подземных, а также межсекторные
Газопроводы вл ение 1,2 МПа			
1. Внепостроенные газопроводы	Нет средств в день в в одв эксплуатацию и на следующий день		
2. Стальные газопроводы эксплуатируемые до 40 лет при отсутствии аварии инцидентов	Устранение в течение техническим руководителем газопроводной организацией не реже:		
	1 раз в мес	2 раз в мес	1 раз в 6 мес при одном приборном обследовании или 1 раз в 2 мес без его проведения
2.1. Полиэтиленовые газопроводы	1 раз в 3	1 раз в 3 мес	1 раз в 6 мес

эксплуатируемые до 50 лет при отсутствии аварийных инцидентов	мес		
3. Стальные газопроводы после реконструкции методом протяжки полиэтиленовых труб или в оставленные синтетическим каучуком	Установившаяся техническим руководством газораспределительной организацией не реже:	1 раз в 3 мес	не реже 1 раз в 6 мес
4. Стальные газопроводы эксплуатируемые в зоне действия источников блуждающих токов, в грунте с высокой коррозионной агрессивностью и небезопасные минимальным защитным электрическим потенциалом	1 раз в неделю	2 раза в неделю	1 раз в 2 недели
5. Стальные газопроводы неустраиваемыми дефектами защитных покрытий	1 раз в неделю	2 раза в неделю	1 раз в 2 недели
6. Стальные газопроводы положительными и значительными значениями электрических потенциалов	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
7. Газопроводы в неудовлетворительном техническом состоянии, подверженные	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
8. Газопроводы проложенные в просадочных грунтах	1 раз в неделю	2 раза в неделю	1 раз в 2 недели
9. Газопроводы в ремонтной уличной газификации, базирующиеся	Ежедневно до проведения ремонта		
10. Газопроводы в зоне 15 м от места производства строительных работ	Ежедневно до устранения угрозы повреждения газопровода		
11. Береговая часть газопроводов мест перехода через водные преграды и ограждения	Ежедневно в период паводка		
12. Стальные газопроводы эксплуатируемые после 40 лет при положительных результатах диагностики	1 раз в мес	2 раза в мес	1 раз в 6 мес при ежегодном приборном обследовании или 1 раз в 2 мес без его проведения
13. Полиэтиленовые газопроводы эксплуатируемые после 50 лет при положительных результатах диагностики	1 раз в 3 мес	1 раз в 3 мес	1 раз в 6 мес
14. Стальные газопроводы после 40 лет при отрицательных результатах диагностики, на значительные напрежения или реконструкцию	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
15. Полиэтиленовые газопроводы после 50 лет при отрицательных результатах диагностики, на значительные напрежения	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
Газопроводы высокого давления 1,2 МПа			
16. Стальные газопроводы в пределах тепловых электрических станций	2 раза в мес		
17. Стальные газопроводы в пределах тепловых электрических станций в отогоренных в вышеслужах	Ежедневно		
Газопроводы высокого давления 1,2 МПа			
18. Стальные газопроводы в пределах тепловых электрических станций	В соответствии с требованиями нормативных технических документов для магистральных газопроводов		

НАВИД -ДОКУ № _____
на производствоопасныхработ

"__" _____ 200__ г.

Срок хранения 1 год

1. Наименование организации _____
 (наименование организации, службы, цеха)
2. Должность, фамилия, имя, отчество лица, получившего наряд-допуск на выполнение работ по безопасности _____
3. Место и характер работ _____
4. Состав бригады _____
 (фамилия, имя, отчество, должность, профессия)
5. Дата и время начала работ _____
 Дата и время окончания работ _____
6. Технологическая последовательность основных операций при выполнении работ _____
 (перечислется технологическая последовательность операций, в соответствии с действующими инструкциями и технологическими картами допускаются применение типовых рядов-допусков или в ручные технологические карточки одитора работ под роспись)
7. Работы, подлежащие выполнению следующих основных мероприятий безопасности _____
 (перечисляются основные мероприятия безопасности указываемые инструкциями, которыми следует руководствоваться)
8. Средства общи и индивидуальной защиты, которые обязательны для бригады _____
 (должность, фамилия, имя, отчество лица, проводившего подготовку средств индивидуальной защиты к выполнению работ устно или письменно)
9. Результаты анализа воздушной среды на содержание газа в закрытых помещениях и колодах, проведенного перед началом работ _____
 (должность, фамилия, имя, отчество лица, производившего анализ, подпись)
10. Наряд-допуск выдан _____
 (должность, фамилия, имя, отчество лица, выданного наряд-допуск, подпись)
11. Условиями работы на объекте, наряд-допуск получил _____
 (должность, фамилия, имя, отчество лица, получившего наряд-допуск, подпись)
12. Инструктаж состав бригады по выполнению работ в условиях безопасности _____

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	Должность, профессия	Расписка получения инструктажа	Примечание

13. Изменения в составе бригады

Фамилия, имя, отчество лица, вышедшего из состава бригады	Причина изменений	Дата, время	Фамилия, имя, отчество лица, вышедшего из состава бригады	Должность, профессия	Дата, время

14. Инструктаж нового состава бригады по выполнению работ в условиях безопасности

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	Должность	Расписка получения инструктажа	Примечание

--	--	--	--	--

15. Проведение наряда-допуска

Дата и время		Ф.И.О., имя, отчество и должность лица, проводившего наряд-допуск	Подпись	Ф.И.О., имя, отчество и должность руководителя работ	Подпись
начала работ	окончания работ				

16. Закрытие руководителя по окончании газопроводов

(перенос работ выполненных на объекте, освобождения подписью руководителя работ в ремень да та за крытия наряда-допуска)

Приложение 3

Журнал регистрации нарядов-допусков на производство работ

(наименование организации, цеха)

Начало "___" _____ 200__ г.
 Окончено "___" _____ 200__ г.
 Срок хранения 5 лет

№ наряда-допуска	Дата и время выдачи наряда-допуска	Ф.И.О. должность, роспись в выдаче наряд-допуска	Ф.И.О. должность, роспись получившего наряд-допуск	Адрес места проведения работ	Характер работ	Дата и время ввоза наряда-допуска, отметка о выполнении работ лицом, принявшим наряд-допуск
1	2	3	4	5	6	7

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

Ф.И.О., должность, подпись

Приложение 4

Минимальные расстояния объектов газопроводов электростанции газопроводов газоснабжения ГТУ и ПУ

Объект	Минимальное расстояние(м) от объекта электростанции до газопроводов	
	Надземное	Подземное
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 резервуары РЖ, ЛВЖ, СМ	15	-
6. Инженерные коммуникации (подземные): в однопроводная линия тепловые кабели в том числе тепловые сети канализация	3	2
	1,5	4
	1,5	5
Силовые кабели	Согласно ПУЭ	
7. Колонны инженерных коммуникаций	Высота базирующих опор, эстакады	10

8. Открытые трансформаторные подстанции и распределительные устройства	Согласно ПУЭ	
9. Производственные здания в соответствии с категорией взрывопожароопасности степени огнестойкости	10	10

Приложение 5

В рече нсп еци ал изир о ванн ьх о ков м л ексной ставк л я с те ма зо сна б же ния Г У и П У ТЭС

Блок отработчика за	Способ размещения	Взрывопожарная характеристика места размещения		Примечание
		Категория помещения	Класс зоны	
1. Блок компримирования компрессор привода компрессора	Закрытый	А	В-1а	
	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 предотвращения аварии при необходимости. В северных зонах использовать для фрагментов и приборов размещения в помещении
5. Блок подогрева	Закрытый	А	В-1а	
6. Блок измерения расхода	Открытый	-	В-1г	

Приложение 6

Минимальные расстояния от объектов ТЭС до здания III

Объект электростанции	Минимальное расстояние от объекта электростанции до здания (укрытия, контейнера) III категории А, м	
1. Производственные здания категории Г (установки ГТУ и ПУ, котельная установка ремонтно-механическая мастерская и др.), административно-бытовые здания	30	
2. Производственные здания категории Д (опорная воздушная компрессорная станция; насосная станция водоснабжения, в том числе противопожарная; помещение для хранения противопожарных средств и огнетушителей в здании и др.), пожарные резервуары (места забор воды)	10	
3. Производственные здания категории В, открытые на соседней территории	ЛВЖ	15
	ГЖ	10
4. Резервуары для хранения в соответствии с м³:	ЛВЖ:	
	Св. 1000 до 2000 в кл	30
	Св. 600 до 1000 в кл	24
	Св. 300 до 600 в кл	18
	Мне 300	12
	ГЖ:	
Св. 5000 до 10000 в кл	30	
Св. 3000 до 5000 в кл	24	

Дил о жие 7

**Рекомендуемые системы вентиляционных установок для помещений системы газоснабжения
ГТУ и ПУ ТЭС с давлением ниже среднего давления свыше 1,2 МПа**

Наименование установочных комплектующих которой оборудуется система в вентиляции	Аварийная вентиляция	Назначение системы в вентиляции			
		Общая			
		Вытяжная		Приточная	
		Период года			
		Холодный	Теплый	Холодный	Теплый
1. Блок компримирования: Комплект поршневых газомоторных компрессоров	А	Е	М и Е	М	М и Е
Комплект центробежных компрессоров	А	Е	Е	М	Е
Комплект газотурбинных двигателей	-	Е	Е	М	М и Е
Комплект 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 вентиляция; М - механическая.

Дил о жие 8

Наименьшее расстояние газопроводов от оборудования ПУ и ПУ до проводов высоковольтный (ВЛ)

Расстояние или сближение	Наименьшее расстояние м, при напряжении ВЛ, кВ					
	До 20	35-110	150	220	330	500
Расстояние по вертикали от проводов ВЛ до газопровода	3	4	4,5	5	6	6,5
Расстояние по горизонтали от крайнего провода ВЛ до газопровода категории при параллельной прокладке	Не менее высоты опоры					
Расстояние по горизонтали от крайнего провода ВЛ до газопровода категории при параллельной прокладке	Не менее удвоенной высоты опоры					
Расстояние по горизонтали от крайнего провода ВЛ до провешенного газопровода (свечей)	Не менее 300 м					

**Ю ВЕКМ ШИМНИИ ТИВНИИ ПРАВИЛ БЕЗОПАСНОСТИ
СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ (ПБ 12-529-03)***

* В соответствии с рекомендациями семинара-совещания с руководителями и специалистами газовой отрасли на территории органов Госгортехнадзора России "Совместное выполнение договорной деятельности в области газовой отрасли" (г. Владимир) отдел газовой отрасли обобщил упомянутые значения и предложения и подготовил разъяснения "По вопросу применения требований ПБ в области безопасности систем газоснабжения и газопотребления (ПБ 12-529-03)", которые были рассмотрены и одобрены секцией НТ Безопасности систем газоснабжения (протокол от 16.02.04 № 1-04).

В ПБ в области безопасности систем газоснабжения и газопотребления включены новые

требования с учетом технического развития области промышленной безопасности систем газоснабжения и газопотребления, и в то же время отдельные объекты, находящиеся в эксплуатации, не соответствующим этим требованиям. Основываясь на правоприменительной практике, Департамент газовой безопасности разъясняет, что предприятия должны разработать мероприятия по приведению опасных производственных объектов газоснабжения в соответствие с требованиями Правил и согласовать территориальными органами Госгортехнадзора России. В случае если проведение этих мероприятий на эксплуатирующихся объектах связано со значительными капитальными и большими объемами работ эти вопросы должны учитываться при их реконструкции и модернизации.

Требования пункта 1.2.1, 3.3.43, 5.9.4, относящиеся к подготовке персонала, эксплуатации, осмотру, обследованию (проверке технического состояния) и ремонту в вентиляционных и дымоотводящих системах опасных производственных объектов, более детально изложены в общих для всех видов газовой безопасности Правилах безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных труб (ПБ 03-445-02), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 03.12.01 № 56, зарегистрированным Министром России 05.06.02 г., регистрационный № 3500.

Пунктом 1.2.1 не предусматривается аттестация (проверка знаний) работников, занимающихся обслуживанием и ремонтом в дымоотводящих газопроводах газоиспользующего оборудования с участием представителей территориального органа Госгортехнадзора России и связанных с пространными Правилами данные системы газопотребления.

Пунктом 1.2.5 предусматривается допуск к выполнению газоопасных работ рабочих обученных технологии проведения этих работ персонала пользователей средств индивидуальной защиты, способам оказания первой (доврачебной) помощи и прошедших проверку знаний по безопасным методам и приемам выполнения работ объема требований инструкций, отнесенных к их трудовым обязанностям работников соответствующим образом с оформлением протокола о допуске к выполнению газоопасных работ.

К пункту 1.2.6. Аккредитация учебных заведений осуществляющих подготовку руководителей, специалистов и рабочих для опасных производственных объектов систем газоснабжения и газопотребления, на стоящее в настоящее время является добровольной.

К пункту 2.1.8. В настоящее время перечень технических устройств, требующих разрешения Госгортехнадзора России на применение в системах газоснабжения и газопотребления, приведен в Инструкции о порядке выдачи Госгортехнадзором России разрешения на выпуск и применение оборудования для газовой промышленности Российской Федерации (РД 12-88-95), утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 14.02.95 № 8, зарегистрированным Министром России 15.06.95 г., регистрационный № 872, с изменениями [РД 12-450(88)-02], утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 09.09.02 № 55, зарегистрированным Министром России 19.09.02 г., регистрационный № 3815.

Пунктом 2.1.15 предусмотрено проведение технического диагностирования газоиспользующего оборудования (технических устройств) по истечении расчетного ресурса его работы установленного изготовителем. В Правилах безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы (ПБ 12-609-03), утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 27.05.03 № 40, зарегистрированным Министром России 19.06.03 г., регистрационный № 4777, пунктом 5.3.7 предельный срок работы оборудования до диагностирования установлен не более 20 лет, а для зданий сооружений (пункт 5.14.36) 50 лет, они могут быть рекомендованы для газовой промышленности газоиспользующего оборудования работающих на природном газе зданиях сооружений.

В настоящее время корректируется Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов (РД 12-411-01), утвержденная постановлением Госгортехнадзора России от 09.07.01 № 28 (не нуждающаяся в государственной регистрации, письмо Министр России от 19.07.01 № 07/7289-Ю).

Пунктом 2.4.1 предусмотрена герметичность затворов клапана А только для быстродействующих запорных клапанов (ЗК), установленных перед горелкой. Пункт 2.4.6 установленная клапаном герметичность затворов других предохранительных устройств и арматуры, но не ниже клапана В.

Пунктом 2.4.2 предусмотрена установка автоматического быстродействующего клапана типа "нормально открыто" на трубопроводах безопасности. Время открытия до 1 секунды при срабатывании предохранительного запорного клапана (ЗК) перед горелкой.

Пунктом 2.4.15 не установлена необходимость применения запорной арматуры в непомещении только с электроприводом. Целесообразность установки запорной арматуры с электроприводом определяется проектной документацией.

Пункт 2.4.21 установка в лицевых ящиках кабелей в единичном поперечном сечении проводов и кабелей в лицевых ящиках в соответствии с требованиями пункта 5.6.3 определяется в зависимости от сечения проводов и кабелей

Пункт 2.7.3 распрямление проводов для установки киборудов и нагревательных элементов в односторонней тепловой мощности от 100 кВт до 360 кВт, дополнительные требования к ним определяются проектной организацией исходя из условий обеспечения промышленной безопасности

Пункт 2.7.6 допускается применение для отопления производственных помещений горючих инфракрасного (светлого, темного) излучения, решение принимается проектной организацией в соответствии с требованиями нормативных документов и правилами

Пункт 2.7.7 не регламентируется конструкция и размещение скрытой прокладки кабелей в зависимости от сечения проводов

Пункт 3.1.3 требует согласования изменений, вносимых в проектно-техническую документацию, с территориальным органом Ростехнадзора России уведомившим эксперта проекта, что не противоречит требованиям статьи 8 пункта 2 Федерального закона от 21.07.97 № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".

Требования пункта 3.1.23 не исключают нанесения свинцовых прокладок в местах стыков подземных кабелей в зависимости от диаметра

В пункте 3.1.26 и далее по тексту в Правилах указывается диаметр проходных кабелей в зависимости от номинального диаметра, округленный до ближайших в единичном ряду: 50, 100, 150, 200 мм и далее.

Пункт 3.2.2 установка в лицевых ящиках дополнительных требований к свинцовым прокладкам не исключает выполнение требований изложенных в общих для всех видов нарядов нормативных документов: Порядок применения свинцовых кабелей при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов (РД 03-614-03), уведомлен постановлением Госгортехнадзора России от 19.06.03 № 102 (не нуждается в государственной регистрации, письмо Министера России от 23.06.03 № 07/6390-Ю); Порядок применения свинцовых кабелей при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов (РД 03-613-03), уведомлен постановлением Госгортехнадзора России от 19.06.03 № 101, зарегистрирован Министром России 20.06.03 г., регистрационный №4810; Порядок применения свинцовых кабелей при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов (РД 03-615-03), уведомлен постановлением Госгортехнадзора России от 19.06.03 № 103, зарегистрирован Министром России 20.06.03 г., регистрационный № 4811.

В пункте 3.3.33 требования определения утечки газа с помощью высокочувствительных приборов (газоанализаторов) не исключают традиционных методов.

Пункт 3.3.40 не предусматривается требование об обязательном участии представителя территориального органа в приеме газопроводов из которого делается вывод. Решение об участии в приеме газопроводов принимается руководителем территориального органа на Госгортехнадзора России с учетом особенностей объекта.

Пункт 5.2.3 установка в лицевых ящиках кабелей, ответственного за безопасную эксплуатацию опасного производственного объекта газопотребления, по осуществлению технического надзора при реконструкции и перевооружении газопотребляющего объекта, но только при наличии соответствующей аттестации (протокол в области технического надзора).

Пункт 5.4.2 установка в лицевых ящиках кабелей по текущему ремонту запорной арматуры. Сроки капитального ремонта газопроводов арматуры определяет газопотребляющая организация в зависимости от условий эксплуатации.

Пункт 5.4.6 установка в лицевых ящиках кабелей безопасности при заварке прокладочных соединений на газопроводах дополнительные требования изложены в пунктах 10.46, 10.47 на стоящих Правилах

Пункт 5.6.3 установка в лицевых ящиках кабелей предохранительным клапаном в том же в единичном сечении предохранительных клапанов (ПК) на нижний предел сечения кабеля в искомом месте делается газопроводом от диаметра зоны регулирования газопотребного устройства, поэтому в на стоящих Правилах устанавливается

Пункт 5.8.1 установка в лицевых ящиках кабелей по аттестации лавовых трубчатых горелок на стоящих Правилах порядок и процедуры аттестации организации по эксплуатации средств

электрохимической защиты только разрабатываются

Вздел о 5.9 установка в линиях жесткие требования в том числе из требований к оборудованию предприятий и организаций с учетом состояния промышленной безопасности на территории размещения этих объектов, уровня организации эксплуатации объектов газопотребления по сравнению с теми же в опросных листовых электрических станциях.

В пункт 6.9.7 установка в линиях требования отключения арматуры газопроводов горючей, которая обязательно должна перед розжигом проверяться на герметичность в соответствии с проектами или в инструкциях для персонала должны быть разработаны способы и обеспечены технические средства для проверки.

Пункт 5.9.18 предусматривается установка систем контроля в воздухе содержание в нем кислорода и влаги в обязательном порядке. Размещение и количество датчиков контроля в воздухе также необходимо включения их в систему в том числе определяются проектной организацией исходя из условий эксплуатации установки в помещении газопотребляющего оборудования. Требования к установке систем контроля в воздухе по содержанию в нем кислорода изложены в Инструкции по контролю за содержанием кислорода в помещениях котельных (РД 12-341-00), утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 01.02.00 № 1, с изменениями [РД 12-452(341)-02], утвержденным постановлением Госгортехнадзора России от 09.09.02 № 56.

Раздел 8.4. Требования к испытанию смонтированных газопроводов 10,0 МПа изложены в общих для всех (или) нескольких видов на территории вилх устройств и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов (ПБ 03-585-03), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 № 80, зарегистрированных Министром России 19.06.03 г., регистрационный № 4738.

СВЯЗЬ

1. Общие положения
 - 1.1. Сфера действия и порядок применения
 - 1.2. Требования должностным лицам и обслуживающему персоналу
2. Проектирование
 - 2.1. Проектирование систем газоснабжения и газопотребления
 - 2.2. Газоснабжающие сети
 - 2.3. Защита на ружьих газопроводов электрохимической коррозии
 - 2.4. Запорная регулирующая арматура, предохранительные устройства
 - 2.5. Газорегуляторные пункты и установки
 - 2.6. Автоматизированная система управления технологическим процессом газоснабжения (АСУ ТП Г)
 - 2.7. Газопотребляющие системы
3. Строительство
 - 3.1. Строительство газоснабжающих систем, организация проведения строительных - монтажных работ
 - 3.2. Контроль качества строительно - монтажных работ
 - 3.3. Испытания и приемка в эксплуатацию газопроводов
 4. Идентификация и регистрация систем газоснабжения и газопотребления
 5. Эксплуатация объектов систем газоснабжения и газопотребления
 - 5.1. Общие требования
 - 5.2. Организация технического обслуживания и ремонта опасных производственных объектов систем газопотребления
 - 5.3. На ружьих газопроводов сооружения
 - 5.4. Текущий и капитальный ремонт на ружьих газопроводов
 - 5.5. Техническое диагностирование газопроводов
 - 5.6. Газорегуляторные пункты
 - 5.7. Взрывозащищенное электрооборудование, контрольно - измерительные приборы, системы в том числе сигнализации
 - 5.8. Средства защиты газопроводов от коррозии
 - 5.9. Внутренние газопроводы и газопотребляющие установки производственные отопительно - производственные отопительные котельные
 6. Проектирование, строительство и эксплуатация газопроводов территориях с особыми

условиями

- 6.1. Общие требования
 - 6.2. Венчурные группы
 - 6.3. Промышленные группы
 - 6.4. Набухающие грунты
 - 6.5. Эрозивные грунты
 - 6.6. Пучинистые грунты
 - 6.7. Сейсмические районы
 - 6.8. Подрабатываемые территории
 - 6.9. Горные районы
 - 6.10. Пресечение болот
 - 6.11. Засоленные грунты
 - 6.12. Набухающие грунты
 7. Особые требования взыскания безопасности систем газоснабжения тепловых электрических станций (ТЭС) и котельных
 8. Особые требования взыскания безопасности проектирования строительства и эксплуатации газотурбинных (ГТУ) и парогенераторов (ПГУ) установок
 - 8.1. Проектирование
 - 8.2. Требования к трубе, арматуре, приводам другим устройствам систем газоснабжения
 - 8.3. Электрооборудование, заземление, молниезащита и отопление
 - 8.4. Строительство и приемка в эксплуатацию
 - 8.5. Эксплуатация объектов газоснабжения
 - 8.6. Технологический контроль, а также защита от взрывов и блокировки
 - 8.7. Нагрузки газопроводов
 9. Здания и сооружения
 10. Газопаспорт
 11. Оценка риска и ликвидация аварийных ситуаций
- Приложение 1. Периодичность обхода трансформаторных газопроводов в зависимости от места прохождения трассы
- Приложение 2. Наряд-допуск на производство газопаспорта
- Приложение 3. Журнал регистрации нарядов-допусков на производство газопаспорта
- Приложение 4. Минимальные расстояния от объектов, расположенных на территории электростанции, до газопроводов систем газоснабжения ГТУ и ПГУ
- Приложение 5. Формы спецификаций блоков комплексной поставкой систем газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭС
- Приложение 6. Минимальные расстояния от объектов ТЭС до зданий ПГУ
- Приложение 7. Рекомендуемые системы вентиляции для установок мощностью систем газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭС с давлением природного газа выше 1,2 МПа
- Приложение 8. Наименование расстояний от газопроводов сооружений ГТУ и ПГУ до прокладок высоковольтных линий (ВЛ)
- По вопросам применения требований Правил безопасности систем газоснабжения и газопотребления (ПБ 12-529-03)