РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

РД 153-34.1-30.106-00

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 2001

gost.e-ecolog.ru

Редакционная коллегия:
В.В. ДЕМКИН (председатель); *А.Н. ПОПОВ, И.Л. ФАЙГЕНБОЙМ* (РАО "ЕЭС России");
А.А. СОРОКИН, А.С. НЕЧАЕВ, С.Н. МОКРОУСОВ (Госгортехнадзор России);
В.И. СИДОРОВ, Ю.Ф. КАРАБАНОВ, В.А ТКАЧЕНКО (НТЦ "Промышленная безопасность")

Согласовано с Госгортехнадзором России Письмом от 28.04.2000 № 03-35/176

Утверждено РАО "ЕЭС России" 03.05.2000

Первый заместитель председателя правления *О.В. БРИТВИН*

Настоящие Правила разработаны в соответствии с поручением Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" специалистами РАО "ЕЭС России", Госгортехнадзора России, НТЦ "Промышленная безопасность" с привлечением АО "Фирма ОРГРЭС", АО "ВТИ", АО "Теплоэлектропроект" и обязательны для организаций любых организационно-правовых форм собственности РАО "ЕЭС России".

© РАО "ЕЭС России", 2001
© СПО ОРГРЭС, 2001

УДК 621.438

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

РД 153-34.1-30.106-00

Вводится в действие с 01.03.2001

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Сфера действия и порядок применения

1.1.1. Настоящие Правила устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности при проектировании, строительстве и эксплуатации систем газоснабжения ГТУ и ПГУ с давлением природного газа до 5,0 МПа.

Правила учитывают требования Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 г. № 116-ФЗ, "Правил безопасности в газовом хозяйстве (ПБ 12-368-00)", а также других действующих НД (приложение 8).

1.1.2. Правила распространяются на:

наружные газопроводы с давлением природного газа до 5,0 МПа, проходящие за пределами и на территории ТЭС, до зданий и сооружений, в которых размещены ГТУ и ПГУ;

пункты подготовки газа, включающие блоки редуцирования и компримирования давления газа, блоки очистки, осушки, подогрева, измерения расхода, ДКС;

внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ.

1.1.3. Правила не распространяются на:

системы газоснабжения КУ с дожиганием природного газа;

Издание официальное.
Перепечатка, копирование и другие виды размножения запрещены

системы газоснабжения энергетических и водогрейных котлов, работающих с газотурбинной надстройкой по сбросной схеме.

В этих случаях на газовое хозяйство котлов распространяются требования ПБ 12-368-00.

1.1.4. Все виды деятельности, связанные с проектированием, монтажом, пусконаладочными работами, эксплуатацией, ремонтом, а также разработкой и изготовлением газового оборудования (технических устройств), трубопроводной арматуры и приборной техники для систем газоснабжения ГТУ и ПГУ, должны осуществляться на основании лицензий, выданных органами Госгортехнадзора России.

1.1.5. В соответствии со статьей 2 Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" и на основании "Правил регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов", утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 24.11.98 г. № 1371, и "Положения о регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведении государственного реестра", утвержденного Постановлением Госгортехнадзора России от 03.06.99 № 39 (РД 03-294-99) и зарегистрированного Минюстом России 05.07.99 № 1822, системы газоснабжения ГТУ и ПГУ подлежат регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов в установленном порядке.

1.1.6. Разработка и внедрение новых производственных процессов и технологий, проведение испытаний образцов вновь разрабатываемого газового оборудования и опробование опытных средств автоматизации должны осуществляться по специальным проектам (заданиям), согласованным с Госгортехнадзором России.

1.1.7. В соответствии со статьей 12 Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" по каждому факту возникновения аварии в системе газоснабжения ГТУ и ПГУ должно проводиться техническое расследование ее причин.

Расследование несчастных случаев и аварий в системе газоснабжения ГТУ и ПГУ и на других объектах, подконт-

ральных органам Госгортехнадзора России, должно проводиться в соответствии с "Положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве", утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 11.03.99 г. № 279, и "Положением о порядке технического расследования причин аварий на опасных производственных объектах", утвержденным Госгортехнадзором России 08.06.99 г. и зарегистрированным Минюстом России 02.07.99 г. № 1819.

1.1.8. Расследование аварийных ситуаций (инцидентов) на ТЭС проводится в соответствии с "Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем: РД 34.20.801-93" (М.: СПО ОРГРЭС, 1993).

1.1.9. Перечень принятых в настоящих Правилах сокращений приведен в приложении 1, перечень документов — в приложении 8.

1.1.10. С выходом настоящих Правил утрачивают силу "Руководящие указания по проектированию систем газоснабжения с давлением природного газа до 5 МПа для ГТУ и ПГУ ТЭС: РД 34.30.106-95" (М.: СПО ОРГРЭС, 1996).

1.2. Требования к должностным лицам и обслуживающему персоналу

1.2.1. Руководители ТЭС, специалисты предприятий, выполняющих работы по проектированию, строительству, ведению технического надзора, наладке и испытанию оборудования (технических устройств) систем автоматизации, защиты, сигнализации, а также производственный персонал, осуществляющий эксплуатацию объектов газового хозяйства ГТУ и ПГУ с давлением природного газа до 5,0 МПа, должны пройти проверку знаний настоящих Правил и ПБ 12-368-00 в объеме выполняемой ими работы.

1.2.2. Обучение и аттестация руководителей, специалистов и производственного персонала предприятий, указанных в п. 1.2.1, должны осуществляться в соответствии с "Положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объек-

ты, подконтрольные Госгортехнадзору России", утвержденным Постановлением Госгортехнадзора России от 11.01.99 № 2 и зарегистрированным в Минюсте России 12.02.99 № 1706, а также "Положением о порядке подготовки и проверки знаний нормативных документов по технической эксплуатации, охране труда, промышленной и пожарной безопасности руководителей и специалистов энергетики", согласованным с Госгортехнадзором России 28.09.99 и утвержденным РАО "ЕЭС России".

1.2.3. Проверка знаний руководителей, специалистов и рабочих настоящих Правил и других НД по безопасным методам и приемам выполнения работ в газовом хозяйстве ГТУ и ПГУ должна проводиться экзаменационной комиссией.

Необходимость участия инспектора Госгортехнадзора России в первичной проверке знаний настоящих Правил лиц, сдавших экзамен по ПБ 12-368-00, решается территориальными органами Госгортехнадзора России.

Проверка знаний безопасных методов труда, технологии и приемов выполнения газоопасных работ в газовом хозяйстве ГТУ и ПГУ может проводиться одновременно с проверкой знаний ПБ 12-368-00 и настоящих Правил. В этом случае оформляется общий протокол, в котором кроме результатов проверок знаний ПБ 12-368-00 дается заключение о проверке знаний настоящих Правил и допуске экзаменующихся к выполнению газоопасных работ в системе газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭС с давлением природного газа до 5,0 МПа.

1.2.4. Очередная проверка знаний настоящих Правил руководителей и специалистов проводится 1 раз в 3 года. Проверка знаний безопасных методов труда, технологии и приемов выполнения работ проводится 1 раз в год.

1.2.5. Результаты проверок знаний оформляются протоколом с указанием видов работ, которые могут выполнять лица, прошедшие проверку знаний настоящих Правил. На основании протокола первичной проверки знаний настоящих Правил лицу, успешно сдавшему экзамен, в удостоверении, выданном при проверке знаний ПБ 12-368-00, делается отметка о проверке знаний настоящих Правил за подписью председателя комиссии.

Сведения о последующих (очередных) проверках знаний Правил заносятся в удостоверение за подписью председателя экзаменационной комиссии.

1.2.6. Лица, не сдавшие экзамены, в соответствии с требованиями настоящих Правил, должны пройти повторную проверку знаний.

1.2.7. Обучение работающих в газовом хозяйстве безопасным методам и приемам работ должно производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.0.004-90 и РД 34.12.102-94 (см. приложение 8).

Программы по обучению подлежат согласованию с органами Госгортехнадзора России.

1.2.8. Порядок проведения обучения, инструктажа, аттестации персонала на знание требований НД по технической безопасности и допуска к самостоятельной работе определяется положениями РД 34.20.501-95, а также соответствующими НД РАО "ЕЭС России".

1.2.9. Лица, допустившие нарушения требований ПБ 12-368-00, настоящих Правил и других НД по безопасному ведению технологических операций, должны проходить внеочередную проверку знаний.

1.2.10. Соблюдение требований ПБ 12-368-00, настоящих Правил и других НД должно контролироваться руководством ТЭС, уполномоченным "Положением о производственном контроле", разработанным на основании "Правил организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте", утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 10.03.99 г. № 263.

"Положение о производственном контроле" утверждается руководством ТЭС при обязательном согласовании с территориальными органами Госгортехнадзора России.

1.2.11. В соответствии со статьей 17 Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" лица, виновные в нарушениях настоящих Правил с тяжелыми последствиями, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО

2.1. Проектирование систем газоснабжения

2.1.1. Общие требования

2.1.1.1. Проектируемые системы газоснабжения должны обеспечивать бесперебойное и безопасное газоснабжение, а также возможность оперативного отключения газа на объектах газового хозяйства ГТУ и ПГУ.

2.1.1.2. Используемые в проектах газовое оборудование (технические устройства) и материалы (в том числе и иностранного производства) должны быть сертифицированы, соответствовать требованиям промышленной безопасности и иметь разрешение Госгортехнадзора России на применение.

2.1.1.3. При разработке блока отключающей арматуры газовой турбины следует учитывать, что управление арматурой должно осуществляться от системы управления ГТУ или ПГУ.

2.1.1.4. При разработке проекта технологического контроля, автоматизации, сигнализации, защит и блокировок систем газоснабжения ГТУ и ПГУ в дополнение к указаниям, изложенным в разд. 3.6. настоящих Правил, необходимо руководствоваться требованиями РД 34.35.101-88 и другими НД РАО "ЕЭС России".

2.1.1.5. Система газоснабжения ГТУ и ПГУ в общем случае должна включать следующие основные узлы или объекты:

подводящий газопровод (ПГП) от ГРС до ППГ, находящегося на территории ТЭС;

пункт подготовки газа (ППГ), включая блоки: редуцирования (компремирования) давления газа (в том числе ГРП, УСД, ДКС, ГТРС), очистки, осушки, подогрева, измерения расхода;

наружные газопроводы от ППГ до зданий и сооружений, в которых размещены ГТУ и ПГУ;

блоки отключающей арматуры ГТ;

внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ.

2.1.1.6. На подводящем газопроводе от ГРС должно быть предусмотрено отключающее устройство с электроприводом,

управляемым из главного корпуса ТЭС. Это устройство может располагаться как на территории электростанции, так и вне ее на расстоянии от 5 до 20 м от ограды ТЭС.

2.1.1.7. При проектировании в составе ПГУ (ГТУ) должно быть предусмотрено необходимое оборудование, обеспечивающее выполнение условий вентиляции газовоздушного тракта. Алгоритмами автоматического разворота ГТ двигателя до подсинхронных оборотов должен быть предусмотрен этап эффективной вентиляции всего газовоздушного тракта ГТУ и ПГУ.

Выбор пусковых устройств и продолжительность вентиляции до необходимой кратности определяются исходя из требований мобильности разворота ГТ.

2.1.1.8. Конструкция КУ не должна иметь застойных зон.

2.1.1.9. Объем оснащения средствами контроля факела камеры сгорания ГТ определяется техническими условиями на поставку ГТУ.

2.1.1.10. Подвод газа к горелочным устройствам КУ, входящих в состав ГТУ и ПГУ, и энергетических котлов, входящих в состав ПГУ, следует выполнять в соответствии с требованиями ПБ 12-368-00.

2.1.1.11. Вентиляция газовоздушного тракта ГТУ и КУ, входящих в состав ГТУ и ПГУ, при пуске должна обеспечиваться за счет расхода воздуха, проходящего через ГТ при вращении ее ротора ПУ.

2.1.1.12. Для проведения вентиляции газовоздушного тракта ГТУ и ПГУ после останова ГТ должен использоваться режим холодной прокрутки, осуществляемый с помощью ПУ, с учетом вентиляции за счет выбега ГТ при ее останове.

Котлы-утилизаторы или теплообменники, входящие в состав ГТУ или ПГУ, должны выполняться, как правило, вертикальными (башенной компоновки) с размещением дымовой трубы над КУ или теплообменником.

2.1.1.13. Пусковые устройства ГТ, входящих в состав ГТУ и ПГУ с КУ или теплообменниками, должны обеспечивать при непрерывной вентиляции в течение менее 5 мин не менее чем шестикратный воздухообмен вентилируемых объемов до дымовой трубы.

Установки, на которых ПУ не обеспечивают выполнение необходимых условий вентиляции газовоздушного тракта, должны оснащаться дутьевыми вентиляторами.

2.1.1.14. Проектом должен быть предусмотрен автоматический пуск (останов) ГТ, работающей как автономно, так и с КУ, входящими в состав ГТУ и ПГУ. Программы автоматического пуска ГТ должны позволять осуществление нормальных и ускоренных пусков из каждого теплового состояния ГТ. Система автоматического пуска ГТ должна включать блокировки, препятствующие выполнению последующего этапа пуска до полного завершения предыдущего.

Программы системы автоматического останова ГТ должны включать:

разгружение турбины в заданных параметрах по времени;

закрытие регулирующих, стопорных и предохранительно-запорных топливных клапанов, электрифицированной арматуры на подводе топлива к ГТ, а также к пламенным трубам камеры сгорания;

вентиляцию газовоздушных трактов установки, включая КУ;

закрытие шиберов на стороне всасывания и (или) выхлопа ГТУ по окончании вентиляции газовоздушных трактов;

открытие запорных устройств на продувочных газопроводах и трубопроводах безопасности.

2.1.1.15. Здания и помещения (укрытия), в которых располагается оборудование ППГ, ДКС, а также блоки арматуры, относятся по взрывопожарной опасности к категории А; помещения (машинные залы), в которых размещены ГТ, — к категории Г. Тип огнестойкой преграды этих помещений должен быть не ниже IIIа.

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

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

2.1.1.18. Помещения, в которых размещаются производства категории А, должны быть оборудованы телефонной связью во взрывозащищенном исполнении.

2.1.1.19. Помещения с производствами категории А должны оснащаться автоматизированным контролем загазованности воздуха с выводом светозвуковой сигнализации на соответствующие щиты управления и вход в помещение.

2.1.1.20. Устройства автоматики должны быть защищены от воздействия колебаний напряжения питания. Сигнальные цепи дополнительно должны быть защищены от воздействия индустриальных помех.

2.1.2. Схемные решения систем газоснабжения

2.1.2.1. Системы газоснабжения ГТУ и ПГУ должны обеспечивать ГТ требуемым давлением газа перед камерами сгорания.

Схемы газоснабжения ГТУ и ПГУ от ГРС могут предусматриваться как совместные (с энергетическими котлами), так и раздельные в зависимости от места расположения ТЭС, давления транспортируемого газа, места подключения к магистральному газопроводу и требуемого давления газа перед горелочными устройствами ГТ по техническим условиям завода-изготовителя.

2.1.2.2. При выборе схемы газоснабжения за расчетное давление газа в ПГП принимается, как правило, минимальное давление на границе ТЭС с учетом сезонных и суточных колебаний, но не ниже 0,3 МПа.

В зависимости от значения расчетного давления газа в ПГП возможны варианты схемы подачи газа к ГТ, работающим как автономно, так и в составе ГТУ и ПГУ, с дожимными компрессорами и без них. Если давление поступающего газа перед ППГ ниже установленного ТУ на ГТ, установка дожимных компрессоров обязательна.

2.1.2.3. Дожимные компрессоры должны располагаться в отдельном здании. При контейнерной поставке допускается их размещение в пристройках к зданию главного корпуса. Размещение в машинном зале ГТУ дожимных компрессоров не допускается.

2.1.2.4. Подводящие газопроводы от ГРС или от магистральных газопроводов до площадки ТЭС независимо от давления транспортируемого газа следует прокладывать, как правило, подземно.

2.1.2.5. На территории ТЭС следует предусматривать общий для всей станции (общестанционный) комплексный ППГ.

Количество ППГ на ТЭС определяется соответствующим технико-экономическим расчетом.

2.1.2.6. Аппараты в каждой ступени очистки газа предусматриваются с 50%-ным резервом. На ПГП к блоку очистки газа следует предусматривать запорное устройство с электроприводом, управляемым с МЩУ ППГ.

2.1.2.7. Блок коммерческого измерения расхода газа следует предусматривать после блока очистки газа перед блоком редуцирования. В целях уменьшения погрешности и повышения класса точности блок коммерческого измерения расхода газа следует проектировать двухниточным с размещением на каждой нитке запорной арматуры до и после места установки расходомерного устройства.

2.1.2.8. Технологическая схема блока редуцирования давления газа (ГРП) должна выполняться с поперечными связями и содержать дополнительные защитные устройства (ПСК, ПЗК), обеспечивающие надежную работу оборудования системы газоснабжения при неисправности РК. Количество редуцирующих ниток определяется пропускной способностью выбранного оборудования и арматуры и рекомендуется предусматривать с 50%-ным резервом (но не менее двух, одна из которых рабочая, другая — резервная).

2.1.2.9. Технологическая схема ДКС может быть как общестанционной, так и блочной. Подача газа от общестанционной ДКС к ГТ должна производиться по распределительному газопроводу.

2.1.2.10. Производительность общестанционной ДКС должна рассчитываться на максимальный расход газа всеми работающими ГТУ, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно, — по расходу газа для летнего режима.

2.1.2.11. При суммарном расходе газа до 300 тыс. $м^3/ч$ может сооружаться одна общестанционная ДКС. При больших расходах газа должны сооружаться две ДКС и более.

При суммарном расходе газа до 50 тыс. $м^3/ч$ количество дожимных компрессоров должно быть не менее двух, один

из которых резервный. В зависимости от режима работы ГТУ в энергосистеме при соответствующем обосновании допускается установка третьего компрессора (на случай ремонта).

При суммарном расходе газа свыше 50 тыс. до 100 тыс. $м^3/ч$ и свыше 100 тыс. до 300 тыс. $м^3/ч$ количество дожимных компрессоров должно быть соответственно не менее трех и не менее четырех.

В блочной ДКС независимо от расхода газа дожимные компрессоры устанавливаются без резерва.

2.1.2.12. Падение давления газа перед ГТ за время пуска резервного компрессора должно быть в пределах допустимого значения, установленного в технических условиях завода — изготовителя ГТ.

Схемой ДКС должна предусматриваться работа компрессоров при нулевом расходе газа на ГТ.

Дожимная компрессорная станция должна предусматривать автоматическое регулирование давления газа перед ГТ. Поддержание заданного давления за ДКС и ввод в работу резервного компрессора должны осуществляться автоматически.

Дожимные компрессоры должны выбираться с учетом возможности их повторного автоматического пуска и оснащаться системами самозапуска электродвигателей. Время срабатывания системы самозапуска должно быть меньше времени выхода параметров за предельно допустимые значения.

Дожимные компрессоры должны оснащаться системами контроля состояния подшипников по температуре с сигнализацией ее предельных значений и блокировками, отключающими компрессоры при превышении этого параметра.

2.1.2.13. На отводе от ППГ к ГТ (в блоке запорной арматуры) по ходу газа предусматриваются:

штуцер для присоединения продувочного газопровода;

запорное устройство с электроприводом;

штуцер для присоединения продувочного газопровода;

фланцы для установки заглушки (листовой или поворотной) с приспособлением для их разжима и токопроводящей перемычкой;

штуцер для подвода продувочного агента;

расходомерное устройство.

2.1.2.14. На внутреннем газопроводе ГТ, работающей автономно или в составе ГТУ или ПГУ, по ходу газа (в главном корпусе) предусматриваются:

штуцер продувочного газопровода;

механический фильтр, предотвращающий попадание в ГТУ продуктов внутренней коррозии газопроводов;

предохранительно-запорный (стопорный) клапан;

регулирующий клапан (основной и растопочный);

штуцер для присоединения продувочного газопровода в конце тупикового участка;

запорное устройство с электрифицированным приводом (ПЗК) перед каждым горелочным устройством камеры сгорания ГТ.

Штуцер для присоединения запального газопровода предусматривается между двумя запорными устройствами на вводе или после общего ПЗК (стопорного клапана). Общий ПЗК (стопорный клапан), РК, механический фильтр, а также запорная арматура перед горелочными устройствами ГТ поставляются заводом — изготовителем ГТ и устанавливаются непосредственно в здании главного корпуса в соответствии с технологической схемой, разработанной заводом — изготовителем ГТ.

Механический фильтр допускается устанавливать перед расходомерным устройством.

Заводом-изготовителем может предусматриваться рампа с баллонами запального газа и газопроводами его разводки к горелочным устройствам.

2.1.2.15. Обводные газопроводы в ППГ не предусматриваются. Технологические схемы газопроводов ППГ и внутренних газопроводов ГТ должны предусматривать установку поворотных или листовых заглушек, системы продувочного агента и продувочных газопроводов для обеспечения требований безопасности при выводе оборудования и газопроводов в ремонт и вводе после ремонта. На каждом продувочном газопроводе должны предусматриваться два запорных устройства со штуцером между ними для отбора проб от продуваемого участка на анализ. Штуцер для отбора проб дол-

жен оборудоваться запорным устройством. Каждый штуцер подвода продувочного агента, отбора проб на анализ, подвода среды для настройки ПСК должен оборудоваться устройством (резьбовой заглушкой) для обеспечения герметичности и подсоединения.

2.1.3. Газопроводы наружные и внутренние

2.1.3.1. Трасса газопровода должна проходить вдоль проездов и дорог, как правило, со стороны, противоположной тротуару (пешеходной дорожке), и по возможности максимально обеспечивать самокомпенсацию температурных деформаций газопровода, для чего его повороты должны делаться, как правило, под углом 90°.

2.1.3.2. Транзитная прокладка газопроводов не допускается на территории открытых подстанций и складов ГЖ и ЛВЖ, по стенам зданий категорий А и Б любой степени огнестойкости, по стенам зданий категорий В, Г, Д со степенью огнестойкости ниже IIIа.

2.1.3.3. Наружный газопровод в пределах ТЭС должен быть надземным, исключая участок его, отстоящий на 15 м от ограды внутрь площадки электростанции, который может быть как надземным, так и подземным.

2.1.3.4. При пересечении подземного газопровода с автомобильными или железными дорогами должно быть обеспечено исключение воздействия транспорта на газопровод.

2.1.3.5. Надземные газопроводы могут прокладываться на высоких и низких опорах, эстакадах с использованием только несгораемых конструкций.

Допускается прокладка газопроводов на эстакадах с другими технологическими трубопроводами и электрическими кабелями, при этом газопроводы должны размещаться в верхнем ярусе эстакады.

2.1.3.6. Полоса земли, отводимая под трубопровод, должна иметь ширину, равную поперечному габариту арматурного или иного узла на подземном газопроводе и наибольшей длине траверсы (ригеля), включая консоли, отдельно стоящих опор или эстакады на надземном газопроводе. При этом должна быть предусмотрена возможность беспрепятственного

перемещения пожарной техники и подъемно-транспортных средств.

2.1.3.7. Газопровод должен прокладываться с уклоном, обеспечивающим сток жидкости к месту ее выпуска в процессе эксплуатации и при опорожнении для ремонта. Уклон, как правило, должен составлять 0,002, если направления стока жидкости и потока газа совпадают, и 0,003, если они не совпадают.

2.1.3.8. П-образные компенсаторы при специальном обосновании могут располагаться над автомобильными дорогами и проездами.

2.1.3.9. Высота свободного пространства от земли до низа труб, прокладываемых на низких опорах, должна быть не менее 0,35 м при ширине группы труб до 1,5 м и не менее 0,5 м при ширине 1,5 м и более.

2.1.3.10. Распределительный газопровод должен располагаться вне помещений ГТУ.

При размещении ГТ в общем машинном зале на распределительном газопроводе на расстоянии не более 50 м до первого отвода к ГТ устанавливается электрифицированное запорное устройство.

2.1.3.11. Дополнительные запорные устройства на газопроводах могут устанавливаться в местах, определяемых проектной организацией из условия возможности отключения установки от системы газоснабжения.

2.1.3.12. Расстояние в свету от газопровода должно быть соответственно не менее:

2,2 м — до покрытия пешеходной дороги;

4,5 м — до покрытия автомобильной дороги;

5,5 м — до плоскости головок рельсов железной дороги.

2.1.3.13. Надземный газопровод, пересекаемый ВЛ, должен иметь защитное устройство, предотвращающее попадание на него электропроводов в случае их обрыва. Защитное устройство должно быть из негорючих материалов и конструкций, как правило металлических, имеющих надежное заземление. Расстояния от проводов ВЛ до защитного устройства газопровода должно определяться по приложению 2 настоящих Правил.

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

2.1.3.14. Оголовки продувочных газопроводов и сбросных газопроводов должны располагаться на следующем расстоянии от предохранительных клапанов, установленных на газопроводах:

с давлением более 1,2 МПа – не менее чем на 2,5 м выше самой высокой точки здания в радиусе 20 м от сбросного трубопровода, но не менее 6 м от уровня планировочной отметки площадки (земли);

с давлением менее 1,2 МПа – не менее чем на 1 м выше дефлектора здания или на 2 м выше светоаэрационного фонаря соседнего (ближе 20 м) здания, но не менее 5 м от земли.

2.1.3.15. Сбросной трубопровод должен располагаться со стороны здания, противоположной воздухозабору. Расстояние от оголовка до мест забора воздуха приточной вентиляции должно быть не менее 10 м по горизонтали и 6 м по вертикали.

Устройство оголовка сбросного трубопровода должно исключать рассеивание газа ниже плоскости его размещения и попадание в него атмосферных осадков.

2.1.3.16. Продувка газового оборудования и газопроводов должна предусматриваться воздухом или инертным газом.

Для подачи продувочного реагента проектной организацией должны быть предусмотрены штуцера с запорными устройствами.

2.1.3.17. При ремонте агрегатов и компрессоров должны устанавливаться заглушки на отводах после отключающих устройств.

2.1.3.18. Газовые коллекторы, подводящие газ к ГТУ, должны прокладываться снаружи зданий по стенам или опорам, располагаться на высоте не менее 4,5 м от уровня земли и не пересекать оконные и дверные проемы.

2.1.3.19. Расстояния (в свету) между газопроводом и ограждающими конструкциями здания ТЭС должны быть не менее:

150 мм для труб диаметром менее 200 мм;

300 мм для труб диаметром от 200 до 500 мм;

500 мм для труб диаметром более 500 мм.

2.1.3.20. Газопроводы при прокладке через стены должны выполняться в стальных футлярах. Внутренний диаметр футляра должен быть не менее чем на 100 мм больше диаметра газопровода. Зазоры между газопроводом и футляром должны уплотняться просмоленной паклей и заполняться битумом.

2.1.3.21. Вводы газопроводов должны предусматриваться в помещение, где находятся газоиспользующие установки, и прокладываться в местах, удобных для их обслуживания, осмотра и ремонта.

2.1.3.22. Расстояния между газопроводом и электропроводами в местах пересечения и параллельной прокладки принимаются по требованиям ПУЭ-98.

2.1.3.23. Блоки запорной и отсекающей арматуры, а также фильтры, установленные на подводе газа к ГТ, должны располагаться в обогреваемых помещениях, укрытиях (шкафах), примыкающих к зданию ГТУ.

2.1.3.24. Газопровод от фильтров, установленных на подводе газа, до горелочных устройств ГТ должен выполняться из коррозионно-стойкой стали.

2.1.3.25. Газопроводы должны быть окрашены в желтый цвет в соответствии с требованиями ГОСТ 14202-69.

2.1.3.26. Расстояния от газопроводов до зданий и сооружений ТЭС должны выбираться по приложению 3 настоящих Правил.

2.1.4. Пункт подготовки газа

2.1.4.1. Пункт подготовки газа должен обеспечивать очистку газа от жидких и твердых частиц, редуцирование и (или) компремирование газа, его подогрев, осушку и измерение расхода.

Технические средства для этих целей следует использовать в виде блоков комплектной заводской поставки по приложению 4 настоящих Правил.

2.1.4.2. Технические средства для подготовки газа могут размещаться в зданиях (укрытиях), контейнерах (блочное исполнение) и на открытом воздухе. Площадка размещения ППГ должна ограждаться.

При блочном исполнении допускается их размещение вблизи здания ГТУ или непосредственное примыкание. В этом

случае расстояния от ДКС до здания ГТУ не нормируются.

2.1.4.3. При разработке генерального плана ТЭС необходимо располагать ППГ как можно ближе к ограждению площадки электростанции и месту ввода ПГП.

Расстояния между зданиями (укрытиями) и сооружениями в пределах ППГ не нормируется.

2.1.4.4. Очистку газа от твердых частиц и капельной жидкости следует предусматривать, как правило, в циклонных пылеуловителях с автоматическим сливом жидкости в резервуар вместимостью, определяемой из условия заполнения ее жидкостью в течение 10 сут, но не менее 10 $м^3$.

2.1.4.5. Линии редуцирования и газопроводы на длине не менее 20 м после РК следует проектировать с вибро-шумопоглощающей изоляцией или с установкой шумоглушителей, обеспечивающей соблюдение требования СНиП II-12-77.

2.1.4.6. Производственные помещения и помещения управления ППГ с площадью более 60 $м^2$ должны иметь запасной выход, расположенный с противоположной основному выходу стороны. Запасной выход должен быть наружу здания.

2.1.4.7. Расстояния от зданий (укрытий) и сооружений ППГ относительно других зданий и сооружений электростанции должно соответствовать значениям по приложению 5 настоящих Правил.

2.1.4.8. Каждое помещение ППГ, помещения машинного зала и котельного отделения главного корпуса должны оборудоваться стационарными сигнализаторами загазованности с выводом информации и светозвуковой сигнализации по достижении 10% НКПРП в воздухе помещений на БЩУ для включения аварийной вентиляции и по достижении 20% НКПРП на БЩУ (ЦЩУ), а также перед входом в помещения ППГ.

2.1.5. Требования к трубам, арматуре, приводам и другим устройствам систем газоснабжения

2.1.5.1. В системах газоснабжения ГТУ и ПГУ должны применяться стальные бесшовные и электросварные прямошовные трубы, изготовленные из спокойных углеродистых и низколегированных сталей.

Содержание углерода в марках стали и эквивалент углерода для углеродистых и низколегированных сталей не должны превышать соответственно 0,24 и 0,46%.

2.1.5.2. Марка стали для газопроводов должна выбираться в зависимости от рабочих параметров транспортируемого газа и расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства.

За расчетную при выборе марки стали следует принимать среднюю температуру воздуха за наиболее холодную пятидневку по СНиП 2.01.01-82.

2.1.5.3. Трубы бесшовные следует применять по ГОСТ 8731-74*, ГОСТ 8732-78*, ГОСТ 8733-74*, ГОСТ 8734-75* и при соответствующем технико-экономическом обосновании по ГОСТ 9567-75*.

2.1.5.4. Трубы стальные электросварные следует применять в соответствии с ГОСТ 20295-85, ГОСТ 10705-80 и техническими условиями, утвержденными в установленном порядке.

2.1.5.5. Допускается применение импортных труб, поставляемых в комплекте с теплоэнергетическими агрегатами и технологическими линиями, имеющих сертификат соответствия и разрешение Госгортехнадзора России на их применение в газовом хозяйстве Российской Федерации.

Допустимость применения импортных труб (заключение о технической безопасности) должна быть подтверждена организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России.

2.1.5.6. Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы должны быть плотными, непровары и трещины любой протяженности и глубины не допускаются.

2.1.5.7. Значения ударной вязкости для газопроводов должны быть: при толщине стенки от 6 до 10 мм для основного металла труб не ниже 29,4 Дж/см^2 (3 кгс·м/см^2), для сварного соединения труб — не ниже 24,5 Дж/см^2 (2,5 кгс·м/см^2), при толщине стенки свыше 10 до 15 мм вкл.— соответственно не ниже 39,2 Дж/см^2 (4 кгс м/см^2) и 29,4 Дж/см^2 (3,0 кгс·м/см^2).

Ударную вязкость на образцах Менаже следует определять по ГОСТ 9454-78 при температуре минус 40°С.

Расчет на прочность газопроводов должен производиться по методике, изложенной в СНиП 2.04.12-86.

2.1.5.8. Детали, блоки, сборочные единицы трубопроводов, опоры и подвески для газопроводов на давление до 4,0 МПа следует применять в соответствии с НД Минэнерго России для трубопроводов ТЭС на давление до 4,0 МПа, а для газопроводов на давление более 4,0 МПа следует применять детали и сборочные единицы из углеродистых сталей на давление не менее 6,3 МПа.

Нормативная документация на фасонные детали газопроводов должна содержать требования не ниже указанных в разд. 13 СНиП 2.05.06-85.

2.1.5.9. Проекты газопроводов должны содержать требования контроля поперечных сварных соединений неразрушающими методами в объеме 100%.

2.1.5.10. Газопроводы должны иметь паспорта установленной формы и сертификаты на трубы.

2.1.5.11. Для компенсации температурных деформаций газопровода следует использовать самокомпенсацию за счет поворотов и изгибов его трассы или предусматривать установку специальных компенсирующих устройств (П-образных компенсаторов).

Применение сальниковых, линзовых и волнистых компенсаторов не допускается.

2.1.5.12. На всех газопроводах должна применяться только стальная арматура. Не допускается применение арматуры из ковкого и серого чугуна общего назначения и из цветных металлов.

Как правило, должна применяться бесфланцевая (приварная) арматура.

Запорная арматура для всех газопроводов должна соответствовать классу А герметичности затвора по ГОСТ 9544-93.

2.1.5.13. В целях автоматизации управления процессом запорная арматура в системе газоснабжения должна применяться с дистанционно управляемыми приводами (электрическими, пневматическими, механическими).

Питание электромагнита ПЗК на постоянном или переменном токе выбирается исходя из технико-экономического

обоснования. Питание постоянным током должно осуществляться от шин аккумуляторной батареи или от батареи предварительно заряженных конденсаторов при условии оснащения схемы управления устройством непрерывного контроля исправности цепей. Питание переменным током должно осуществляться от двух независимых источников при условии установки блока непрерывного питания. Время закрытия ПЗК не должно превышать 1 с.

Запорная арматура должна оснащаться электроприводом и иметь ручное управление.

2.1.5.14. Электроприводы к арматуре должны применяться в соответствии с ПУЭ-98 на основе классификации категорий взрывоопасных зон, категорий и групп взрывоопасных смесей.

При установке на открытом воздухе арматуру с электроприводом разрешается применять в пределах расчетных температур наружного воздуха, указываемых в технических паспортах на электроприводы. При этом электроприводы арматуры, устанавливаемой на открытом воздухе, должны иметь соответствующее этим условиям исполнение и быть защищены от атмосферных осадков.

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

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

Арматура массой более 500 кг должна располагаться на горизонтальных участках газопроводов, при этом необходимо предусматривать для нее специальные опоры или подвески.

2.1.5.17. Трубопроводы, как правило, должны иметь сварные неразъемные соединения.

Фланцевые соединения допускаются только в местах установки арматуры или подсоединения трубопроводов к аппаратам, а также на тех участках, где по условиям технологии требуется периодическая разборка для проведения чистки и ремонта трубопроводов.

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

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

2.1.6. Дополнительные требования при размещении ТЭС в районах с сейсмичностью 8 баллов и более

2.1.6.1. Газопроводы должны прокладываться, как правило, на низких опорах, а в местах пересечения с автодорогами — в полупроходных каналах.

2.1.6.2. Крепление надземных газопроводов к опорам должно быть свободным, но с предохранением от возможного сброса труб.

2.1.6.3. Эстакады трубопроводов должны быть удалены от несейсмостойких зданий и сооружений на расстояние не менее 0,8 высоты этих зданий и сооружений.

2.1.6.4. Прокладка газопроводов по стенам несейсмостойких зданий не допускается.

2.1.6.5. Компенсирующая способность каждого участка газопровода между неподвижными опорами должна приниматься на 100 мм больше требуемого по расчету температурного перемещения.

2.1.6.6. Ввод газопровода в несейсмостойкое здание должен быть подземным или туннельным на участке протяженностью не менее 0,8 высоты здания.

2.1.6.7. Отключающая арматура газопровода должна быть удалена от несейсмостойкого здания на расстояние не менее 0,8 высоты этого здания.

2.1.7. Дополнительные требования при размещении ТЭС в районах вечномерзлых грунтов

2.1.7.1. Прокладка газопроводов должна предусматриваться надземной в термоизолированных галереях или в земляной насыпи.

2.1.7.2. Вводы в здания и выводы газопроводов из зданий должны предусматриваться только надземными, место перехода подземного газопровода в надземный должно быть удалено от здания не менее чем на 6 м.

2.1.7.3. Противокоррозионная защита газопровода, температура стенок и грунта вокруг которого в процессе эксплуатации ниже минус 5°С, не требуется.

В остальных случаях защита должна предусматриваться в соответствии со СНиП 2.05.06-85.

2.1.7.4. Значения ударной вязкости газопроводов на образцах Менаже следует определять в соответствии с ГОСТ 9454-78 при температуре минус 60°С.

2.1.7.5. Допускается применение труб из углеродистой стали марок 10 и 20 по ГОСТ 1050-88 во внутрицеховых отапливаемых помещениях при следующем условии: транспортировка, погрузочно-разгрузочные работы, хранение труб и монтаж трубопроводов производятся при температуре воздуха не ниже минус 20°С.

2.1.7.6. Применение труб из стали марок 10 и 20 по ГОСТ 1050-88 для наружной прокладки в районах строительства с расчетной температурой наружного воздуха до минус 40°С допускается при условии поставки труб с ударной вязкостью при минус 40°С не ниже 29,4 Дж/см^2 (3 кгс·м/см^2).

2.1.8. Защита подземных газопроводов от электрохимической коррозии

2.1.8.1. Наружные поверхности подземных газопроводов должны иметь защиту от коррозии (почвенной, от блуждающих токов и др.) в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85. Защита внутренних поверхностей газопроводов не требуется.

2.1.8.2. В техническое задание на проектирование подземного газопровода должен быть включен раздел по ЭХЗ его наружной поверхности от коррозии независимо от коррозионной активности грунта.

2.1.8.3. Объем и содержание проектно-сметной документации по ЭХЗ газопроводов от коррозии определяются стадией проектирования в зависимости от коррозионных условий в районе проектируемой ТЭС.

2.1.8.4. Разработка проекта ЭХЗ от коррозии производится на основании технического задания, содержащего необходимые исходные данные, и должна основываться на конструкции защищаемого сооружения с изоляционным покрытием, его электрических характеристиках и коррозионных условиях.

2.1.8.5. Проект ЭХЗ от коррозии должен быть выполнен с учетом наиболее рационального по технико-экономическим показателям метода защиты.

2.1.8.6. Проектная организация обязана осуществлять авторский надзор за реализацией проекта защиты в процессе строительства и по результатам надзора выполнять корректировку проектных решений (если это необходимо) до ввода объекта в эксплуатацию.

2.1.8.7. Для корректировки проекта ЭХЗ от коррозии на всех стадиях проектирования должен быть заложен резерв на оборудование, кабельные изделия и основные материалы в количестве 10%, который реализуется по результатам индивидуального комплексного испытания ЭХЗ.

2.1.8.8. Защита газопроводов должна быть комплексной — защитные покрытия и катодная поляризация наружной поверхности относительно окружающей среды (земли).

2.1.8.9. Для обеспечения возможности регулировки наложенных потенциалов на защищаемых сооружениях подключения отводящих трубопроводов к магистральным газопроводам и к ППГ (на наружных участках газопровода в местах его ввода и выхода из земли) должны выполняться через изолирующие фланцевые соединения.

2.1.8.10. Выбор конструкций контрольно-измерительных пунктов, изолирующих фланцев, шунтирующих перемычек и защитных покрытий производится по отраслевым стандартам и с учетом настоящих Правил.

2.1.8.11. Все стадии разработок и выбор схемы ЭХЗ включают в себя изыскательские работы и электрометрические исследования.

Объем работ электрометрического комплекса на каждой стадии устанавливается проектной организацией-разработчиком.

2.1.8.12. Все работы по комплексу ЭХЗ от коррозии следует выполнять в соответствии с ведомственными инструкциями на электрометрические исследования, изыскания и пусконаладочные работы.

2.1.9. Электроснабжение, электрооборудование, заземление и молниезащита

2.1.9.1. В соответствии с ПУЭ-98 помещения с газовым оборудованием относятся по взрывоопасности к зоне класса В-1а, пространство у наружных установок — к зоне класса В-1г.

Эстакады и опоры трубопроводов для горючих газов не относятся к взрывоопасным, за исключением зоны в пределах 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений трубопроводов.

2.1.9.2. Во взрывоопасных зонах должны устанавливаться электрические машины, неискрящие аппараты и приборы в исполнении "повышенной надежности против взрыва". Степень защиты оболочки не ниже 1Р54.

Электрооборудование монтажных и ремонтных кранов и талей, находящихся во взрывоопасных зонах, должно иметь следующие степени защиты оболочек:

в зоне В-1а — не менее 1Р33;

в зоне В-1г — не менее 1Р44.

2.1.9.3. Стационарные светильники, устанавливаемые в зонах В-1а и В-1г, должны иметь исполнение "повышенной надежности против взрыва", переносные светильники в зоне В-1а должны быть взрывобезопасными, в зоне В-1г — "повышенной надежности против взрыва".

2.1.9.4. Во взрывоопасных зонах В-1а должны применяться провода и кабели с медными жилами, во взрывоопасных зонах В-1г допускается применение проводов и кабелей с алюминиевыми жилами.

Применение шинопроводов во взрывоопасных зонах В-1г запрещается, во взрывоопасных зонах В-1а могут применяться шинопроводы с медными изолированными шинами.

2.1.9 5. Зануление или заземление электрооборудования установок переменного и постоянного тока должно выполняться в соответствии с ПУЭ-98.

2.1.9.6. Защита от статического электричества и устройство молниезащиты ППГ должны выполняться в соответствии с требованиями РД 34.21 122.

2.1.9.7. Площадка ППГ должна иметь наружное электроосвещение. Светильники должны быть размещены либо на специально предусмотренных опорах, либо на опорах молниеприемников. Управление освещением следует предусматривать ручным с распределительного щита, расположенного в здании или в одном из укрытий (контейнеров) ППГ.

2.1.9.8. Электрические контрольно-измерительные и автоматические приборы, устанавливаемые во взрывоопасных помещениях и наружных установках, должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.020-76 и ГОСТ 12.2.021-76.

2.1.10. Отопление и вентиляция зданий и сооружений систем газоснабжения

2.1.10.1. Системы отопления и вентиляции помещений с газовым оборудованием, а также главного корпуса ГТУ и ПГУ следует проектировать в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91, ГОСТ 12.4 021-75, ПУЭ-98 и настоящих Правил.

2.1.10.2. Температура воздуха в производственных помещениях, где располагается газовое оборудование, с временным пребыванием обслуживающего персонала должна быть:

в холодный период года – не ниже минимального значения, указанного в паспортах завода-изготовителя (не ниже 5°С при пребывании работающих не более 15 мин и не ниже 10°С при пребывании работающих не более 2 ч),

в теплый период года – не выше максимального значения, указанного в паспорте завода-изготовителя (не более 40°С при пребывании работающих не более 15 мин).

2.1.10.3. Для помещений с производствами категории А следует предусматривать воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. Допускается применение систем водяного отопления с температурой теплоносителя не выше 110°С и местными отопительными приборами с гладкой поверхностью. Электрическое отопление допускается проектировать с электроприборами взрывозащищенного ис-

полнения в соответствии с требованиями ПУЭ-98, предъявляемыми к помещениям класса В-1а.

2.1.10.4. При расчете систем отопления для обеспечения в помещениях допустимой температуры следует учитывать потери тепла через ограждающие конструкции и расход тепла на нагревание приточного воздуха при проектировании вентиляции с естественным побуждением. Прокладка трубопроводов систем отопления должна предусматриваться открытой, все соединения трубопроводов должны быть сварными, арматура должна быть вынесена из взрывоопасной зоны.

2.1.10.5. В помещениях ППГ следует предусматривать общеобменную вентиляцию с естественным побуждением не менее трехкратного воздухообмена за 1 ч. Системы вентиляции с механическим побуждением или смешанные системы вентиляции следует проектировать при невозможности обеспечения расчетных параметров воздуха за счет вентиляции с естественным побуждением. Рекомендуемые системы вентиляции даны в приложении 6 настоящих Правил.

2.1.10.6. В тех помещениях главного корпуса, где расположены ГТ, следует предусматривать общеобменную приточно-вытяжную вентиляцию с механическим или естественным побуждением в зависимости от принятой схемы вентиляции, но не менее трехкратного воздухообмена за 1 ч в пределах ячейки каждого энергетического блока. При этом система организации воздухообмена должна исключать возможность застоя и скопления газа в отдельных зонах площадок и помещения.

При определении воздухообменов по указанным кратностям в расчете объема помещения или зоны принимаются следующие высоты:

фактическая, если высота помещения или зоны от 4 до 6 м;

6 м, если высота помещения или зоны более 6 м;

4 м, если высота помещения или зоны менее 4 м.

При наличии площадок их площадь следует принимать как площадь пола.

2.1.10.7. При выполнении аварийной вентиляции для помещений, в которых возможно внезапное поступление боль-

ших количеств горючих газов, расход воздуха, необходимый для обеспечения взрывопожаробезопасности, определяется в технологической части проекта. Аварийную вентиляцию следует проектировать с механическим побуждением. Системы аварийной вентиляции должны включаться автоматически при достижении 10% НКПРП.

2.1.11. Охрана природы

2.1.11.1. Проектом должна быть дана оценка воздействия системы газоснабжения на окружающую среду путем расчета по ОНД-86 концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов, производимых при эксплуатации оборудования ППГ. Эта оценка выполняется для ТЭС в целом с учетом организованных и неорганизованных выбросов, включая внутристанционное газовое хозяйство.

2.1.11.2. Расчеты СЗЗ и ПДВ должны вестись на основе данных о постоянных выбросах продуктов сгорания природного газа из дымовых труб ГТУ и ПГУ и периодических (эпизодических) выбросах природного газа при срабатывании ПСК ППГ.

2.1.11.3. Необходимые для расчетов данные о ПДК или ОБУВ основных загрязнителей атмосферного воздуха, содержащихся в выбросах ППГ, – оксида углерода, диоксида азота и метана следует принимать по Перечню и кодам веществ, загрязняющих атмосферный воздух.

2.1.11.4. Поскольку основная масса загрязнителей воздуха содержится в выбросах продуктов сгорания из дымовых труб ГТУ, целесообразно выбросы от приводов компрессоров суммировать с ними, а по ППГ учесть только выбросы метана.

2.1.11.5. Расчеты следует производить по ОНД-86.

Данные об источниках выбросов могут быть представлены в двух вариантах:

высота и диаметр устья выброса, скорость, объем и температура выходящей среды;

максимальная концентрация загрязнителя воздуха, расстояние от источника до точки с максимальной концентрацией и скорость ветра, при которой достигается максимальная концентрация.

Результаты расчетов (приземные концентрации в расчетных точках в мг/м^3 и в долях ПДК, а также карты изолиний концентраций вредных веществ на местности) являются основанием для назначения СЗЗ.

2.1.11.6. На ТЭС с ГТУ должна быть предусмотрена защита от шума (шумоглушители, противошумная изоляция и др.) в целях обеспечения уровня шумового воздействия на окружающую среду в пределах, оговоренных соответствующими НД (СНиП II-12-77).

2.2. Строительство и приемка в эксплуатацию

2.2.1. Строительство, реконструкция, техническое перевооружение систем газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭС должны выполняться по утвержденным проектам. За строительством должен быть организован технический надзор (производственный контроль) со стороны заказчика и авторский надзор со стороны организаций, разработавших проектную документацию.

2.2.2. Сооружением ПГП для ГТУ и ПГУ ТЭС вправе заниматься имеющие соответствующие лицензии специализированные организации, в составе которых находятся монтажники, сварщики, специалисты по сварочному производству, а также лаборатория контроля качества сварных стыков и изоляционных работ.

2.2.3. Объекты строительства, реконструкции, технического перевооружения систем газоснабжения ГТУ и ПГУ перед началом работ должны быть зарегистрированы в территориальных органах Госгортехнадзора России в соответствии с п. 6 "Положения о Федеральном горном и промышленном надзоре России" и требованиями ПБ 12-368-00, а также в территориальных органах Государственного пожарного надзора Российской Федерации в соответствии с требованиями ППБ-01-93 и РД 34.20.501-95 к процедуре регистрации.

В процессе строительства и реконструкции объектов систем газоснабжения со стороны государственных органов должен проводиться предварительный надзор за безопасным ведением работ, выполнением требований ПБ 12-368-00 и

СНиП. Надзор должен осуществляться в соответствии с РД 12.10-98.

Отклонения от проектной документации (технических условий) в процессе строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения не допускаются. Изменения, вносимые в проектную документацию, подлежат экспертизе промышленной безопасности и согласованию с государственными органами надзора в установленном порядке.

2.2.4. Приемка в эксплуатацию объектов систем газоснабжения ГТУ и ПГУ после завершения строительства, реконструкции, технического перевооружения или капитального ремонта должна производиться рабочей комиссией. В состав рабочей комиссии должны включаться представители территориальных органов Госгортехнадзора России и Государственного пожарного надзора Российской Федерации. Приемка в эксплуатацию систем газоснабжения должна быть произведена в порядке, установленном РД 34.20.501-95.

2.2.5. Заказчик обязан не менее чем за 5 дн уведомить территориальные органы Госгортехнадзора России о дате, времени и месте работы рабочей комиссии.

2.2.6. Рабочая комиссия должна проверить проектную и исполнительную документацию, осмотреть смонтированную надземную и внутреннюю системы газоснабжения для определения соответствия их требованиям НД и проекту, выявления дефектов монтажа, а также проверки наличия актов на все скрытые работы.

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

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

2.2.7. Кроме исполнительной документации в объеме, предусмотренном СНиП, отраслевыми правилами приемки и

другими действующими НД, комиссии должны быть представлены следующие материалы:

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

подтверждение о создании газовой службы или договор с организацией, имеющей соответствующую лицензию, о техническом обслуживании и ремонте газопроводов и газового оборудования;

протоколы проверки знаний руководителей, специалистов и рабочих ПБ 12-368-00, настоящих Правил и других НД;

инструкции и технологические схемы, предусмотренные РД 34.20.501-95;

акт проверки эффективности ЭХЗ подземного газопровода (при наличии ее в проекте);

акт о готовности к работе системы обнаружения и тушения пожара;

акт о проверке работоспособности систем контроля загазованности;

акт о проверке специализированной организацией технического состояния дымоотводящих и вентиляционных устройств, предусмотренных в системе ГТУ и ПГУ;

акт проведения очистки внутренних поверхностей газопроводов и газового оборудования пускового комплекса;

акты проведения испытаний газопроводов и газового оборудования пускового комплекса на прочность и плотность;

акт приемки газоиспользующего оборудования под пусконаладочные работы и график их выполнения;

план локализации и ликвидации аварийных ситуаций и взаимодействия служб различного назначения при возникновении аварийных ситуаций на объектах газоснабжения ГТУ и ПГУ.

2.2.8. Приемка в эксплуатацию не законченных строительством объектов, а также подземных стальных газопроводов, не обеспеченных (согласно проекту) ЭХЗ, не допускается. Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до начала комплексного

опробования. Испытания газопроводов и газового оборудования на прочность и плотность с рабочим давлением более 1,2 МПа проводятся по нормам, применяемым к магистральным газопроводам.

2.2.9. Комплексное опробование и приемка в эксплуатацию оборудования ГТУ должны проводиться приемочной комиссией по специальной инструкции (программе).

На период комплексного опробования оборудования должно быть организовано круглосуточное дежурство персонала ТЭС, монтажной и наладочной организаций для наблюдения за состоянием технологического оборудования и принятия мер к своевременному устранению неисправностей и утечек газа.

Персонал ТЭС должен быть проинструктирован о возможных неполадках и способах их устранения, а также обеспечен необходимыми схемами и инструкциями, средствами защиты и пожаротушения, спецодеждой, необходимыми приборами и оборудованием.

Комплексное опробование ГТУ считается проведенным при условиях: нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 ч на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами; успешного проведения 10 автоматических пусков; проверки соответствия вибрационных характеристик агрегата действующим нормам; проверки эффективности работы системы автоматического регулирования и двукратного опробования всех защит при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

3.1. Общие требования

3.1.1. Руководители ТЭС обязаны:

обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с действующими требованиями;

обеспечивать выполнение комплекса мероприятий, включая систему технического обслуживания и ремонта, обеспечивающих содержание газового хозяйства в исправном состоянии, и соблюдение требований ПБ 12-368-00 и настоящих Правил,

иметь копии лицензий организаций, выполняющих по договору работы по техническому обслуживанию и ремонту;

иметь акты о разграничении сфер деятельности с организациями, выполняющими работы по техническому обслуживанию и ремонту объектов газового хозяйства по договорам;

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

проводить своевременную подготовку и аттестацию работников;

иметь правовые акты и НД (правила, положения и инструкции), устанавливающие порядок ведения работ в газовом хозяйстве;

организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;

выполнять постановления Госгортехнадзора России и предписания территориальных органов Госгортехнадзора России в соответствии с их полномочиями;

обеспечивать проведение технического обследования (диагностику технического состояния) газопроводов, сооружений и газового оборудования (технических устройств) в установленные настоящими Правилами сроки или по требованию (предписанию) органов Госгортехнадзора России;

обеспечивать защиту объектов газового хозяйства от проникновения и несанкционированных действий посторонних лиц;

немедленно информировать территориальные органы Госгортехнадзора России о происшедшей аварии или инциденте;

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

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

представлять в территориальные органы Госгортехнадзора России информацию о выполнении мероприятий по предотвращению аварий, предписываемых актом расследования.

Обеспечение выполнения указанных мероприятий возлагается на первого руководителя организации.

3.1.2. На каждом предприятии, эксплуатирующем газовое хозяйство, должна быть создана газовая служба (участок) по обслуживанию и ремонту и организован производственный контроль за обеспечением безопасной эксплуатации газового хозяйства.

Задачи, функции газовой службы (участка), структура, численность, место размещения и материально-техническое оснащение, средства внутреннего оповещения и внешней (телефонной) связи устанавливаются "Положением о газовой службе", утвержденным руководителем ТЭС и согласованным с территориальным органом Госгортехнадзора России.

3.1.3. Производственный контроль за эксплуатацией газового хозяйства должен осуществляться в соответствии с требованиями п. 1.2.10 настоящих Правил, ПБ 12-368-00, РД 34.20.501-95, Правил технической эксплуатации и требований безопасности труда в газовом хозяйстве Российской Федерации, Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых водогрейных котлов, Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, ведомственных НД.

Организация производственного контроля за эксплуатацией газового хозяйства возлагается на технического руководителя (главного инженера) ТЭС.

3.1.4. На ТЭС с учетом особенностей оборудования, технологии и характера производства должна быть разработана производственная технологическая инструкция, содержащая требования технологической последовательности выполнения различных операций при подготовке к пуску газа, выводе в резерв, ремонте, допуске ремонтного персонала к выполнению газоопасных работ на оборудовании и газопроводах. Кроме того, в инструкции должны быть указаны методы и объемы проверки качества выполняемых работ.

Отдельно должны быть разработаны инструкции по безопасному проведению огневых и газоопасных работ, безопасности труда для рабочих, занятых эксплуатацией газового хозяйства предприятия, содержащие требования по соблюдению безопасных методов работ и противопожарной безопасности при производстве технического обслуживания и ремонта газового оборудования и газопроводов, а также должностные инструкции и планы (инструкции) по локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовом хозяйстве и взаимодействию служб различных ведомств по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, взрывов и пожаров в системе газоснабжения, с указанием должностных лиц, для которых знание этих инструкций обязательно.

Производственные инструкции разрабатываются с учетом требований заводов — изготовителей оборудования, конкретных условий эксплуатации и утверждаются техническим руководителем (главным инженером) ТЭС.

К производственным инструкциям должны прилагаться технологические схемы с указанием оборудования, мест врезки дренажей, продувочных газопроводов и трубопроводов продувочного агента, установки запорной, регулирующей и предохранительной арматуры с нумерацией, соответствующей действительности по месту.

Производственные инструкции и технологические схемы должны пересматриваться и утверждаться после реконструкции, технического перевооружения и изменения технологического процесса до включения оборудования в работу.

Инструкции должны также пересматриваться и уточняться при изменении свойств газообразного топлива, с выходом новых НД и периодически (не реже одного раза в три года) с доведением внесенных дополнений или изменений до сведения работников, для которых обязательно знание этих инструкций, с записью в журнале распоряжений.

3.1.5. Всем рабочим под личную расписку должны быть выданы должностные инструкции и инструкции по безопасности труда согласно их профессиям.

Должностная инструкция должна определять обязанности и права руководителей и специалистов.

Производственная инструкция должна находиться на рабочих местах, а основные технологические схемы вывешены на видном месте в помещениях ППГ и щитов управления или воспроизводиться на дисплее автоматического управления.

3.1.6. Объем оперативной документации по газовому хозяйству должен соответствовать требованиям РД 34.20.501-95.

3.1.7. При эксплуатации систем газоснабжения по графикам, утвержденным техническим руководителем (главным инженером ТЭС), должны выполняться:

осмотр технического состояния (обход);

проверка параметров срабатывания ПСК и ПЗК, установленных на ППГ;

проверка работоспособности ПЗК, включенных в схемы защит и блокировок ГТУ и ПГУ;

контроль загазованности воздуха в помещениях ППГ, котельном и машинном залах, а также в тех помещениях, где размещены блоки системы газоснабжения;

проверка действия автоматических сигнализаторов загазованности воздуха в помещениях ГРП, машинном зале и котельной;

проверка срабатывания устройств технологической защиты, блокировок и действия сигнализации;

очистка фильтров;

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

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

техническое обслуживание;

текущий ремонт;

режимно-наладочные работы на газоиспользующем оборудовании с пересмотром режимных карт;

техническое освидетельствование (диагностика технического состояния) газопроводов и газового оборудования;

капитальный ремонт.

3.1.8. Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту газового хозяйства ГТУ и ПГУ с давлением природного газа до 5,0 МПа определяется

настоящими Правилами. Проверка плотности фланцевых, резьбовых и сварных соединений газопроводов и сальниковых набивок арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии должна производиться согласно положениям утвержденной инструкции по эксплуатации систем газоснабжения ГТУ и ПГУ.

Проверка срабатывания устройств технологической защиты, блокировок и действия сигнализации должна производиться согласно утвержденной инструкции по эксплуатации технологических защит, блокировок и сигнализации.

Режимные карты должны пересматриваться не реже одного раза в два года.

3.1.9. График технического обслуживания и ремонта объектов газового хозяйства утверждается техническим руководителем (главным инженером) организации-владельца и согласовывается с организацией-исполнителем при заключении договора на обслуживание газопроводов и газового оборудования.

3.1.10. Организация обязана в течение всего срока эксплуатации хранить проектную и исполнительную документацию на газопроводы и газифицированные объекты.

Порядок и условия хранения документации определяются организацией-владельцем.

3.1.11. На каждый наружный газопровод, ППГ, электрозащитную установку должен составляться эксплуатационный паспорт, содержащий основные технические характеристики, а также данные о проведенных капитальных ремонтах.

3.1.12. Технологическое оборудование, средства контроля, управления, сигнализации, связи должны подвергаться внешнему осмотру со следующей периодичностью:

технологическое оборудование, трубопроводная арматура, электрооборудование, средства защиты, технологические трубопроводы — перед началом смены машинистом, обходчиком, старшим машинистом цеха, начальником смены;

средства контроля, управления, исполнительные механизмы, средства сигнализации и связи — не реже одного раза в сутки работниками цеха ТАИ;

вентиляционные системы — перед началом смены начальником смены;

средства пожаротушения, включая автоматические системы обнаружения и тушения пожаров — не реже одного раза в месяц специально назначенным лицом совместно с работниками пожарной охраны.

3.2. Организация технического обслуживания и ремонта газового хозяйства

3.2.1. На ТЭС из числа руководителей или специалистов, прошедших проверку знаний ПБ 12-368-00 и настоящих Правил, должно быть назначено лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию всех объектов газового хозяйства ГТУ и ПГУ, и его заместитель.

3.2.2. Должностная инструкция лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объектов газового хозяйства, должна предусматривать следующие обязанности, направленные на обеспечение безопасного режима использования газа:

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

разработку инструкций, плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовом хозяйстве и плана взаимодействия служб различных ведомств по локализации и ликвидации аварийных ситуаций, взрывов и пожаров в системе газоснабжения;

участие в комиссиях по проверке знаний персонала настоящих Правил и других НД;

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

организацию и осуществление регулярного ведомственного контроля за соблюдением требований правил безаварийной и безопасной эксплуатации и ремонта газопроводов и газового оборудования, проверку правильности ведения технической документации при эксплуатации и ремонте;

организацию и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности;

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

приостановку работы неисправных газопроводов и газового оборудования;

выдачу руководителям подразделений, начальнику газовой службы предписаний по устранению нарушений требований настоящих Правил;

оказание помощи в работе лицам, ответственным за безопасную эксплуатацию газового хозяйства цехов (участков), контроль за их работой;

разработку планов мероприятий и программ по замене и модернизации устаревшего оборудования;

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

участие в обследованиях, проводимых органами Госгортехнадзора России.

3.2.3. Лицу, ответственному за безопасную эксплуатацию газового хозяйства, предоставляется право:

осуществлять связь с органами региональных округов газового надзора, Госгортехнадзора России, газоснабжающими организациями, а также с организациями, выполняющими договорные работы по техническому обслуживанию и ремонту объектов газового хозяйства;

требовать отстранения от обслуживания газового оборудования и выполнения газоопасных работ лиц, не прошедших проверку знаний или показавших неудовлетворительные знания настоящих Правил и других НД;

осуществлять технический надзор при реконструкции и техническом перевооружении газового хозяйства.

3.2.4. Техническое обслуживание, ремонт газопроводов и газового оборудования должны осуществляться собственной газовой службой ТЭС или по договору другими организациями, имеющими соответствующую лицензию территориальных органов Госгортехнадзора России.

В договоре должны быть определены границы и объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту, регламентированы обязательства в обеспечении условий безопасной и надежной эксплуатации газового хозяйства.

3.2.5. Техническое обслуживание газопроводов и газового оборудования ПГГ должно производиться не реже одного раза в 6 мес.

Внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ должны подвергаться техническому обслуживанию не реже одного раза в месяц и текущему ремонту не реже одного раза в год. Периодичность капитальных ремонтов устанавливается с учетом фактического состояния оборудования.

Техническое обслуживание и текущий ремонт дожимных компрессоров, предохранительной запорной и регулирующей арматуры с гарантированным сроком эксплуатации могут производиться в соответствии с паспортом (инструкцией) завода-изготовителя. По истечении гарантийного срока это оборудование должно пройти проверку и сервисное обслуживание.

Текущий ремонт газового оборудования может не производиться ежегодно, если в паспорте (инструкции) завода-изготовителя есть соответствующие гарантии надежной работы на бóльший срок и даны разъяснения о режиме обслуживания по истечении гарантийного срока.

3.2.6. Техническое обслуживание должно производиться в составе не менее трех человек, под руководством мастера, с оформлением наряда-допуска на производство газоопасных работ.

3.2.7. Техническое обслуживание, ремонт газопроводов, арматуры и технологического оборудования, за исключением аварийно-восстановительных работ, должны производиться в дневное время.

3.2.8. Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт газопроводов, арматуры и технологического оборудования должны производиться в соответствии с требованиями настоящих Правил, ПБ 12-368-00, ПБ 10-115-96, а также Правил технической эксплуатации и требований безопасно-

сти труда в газовом хозяйстве Российской Федерации и инструкций заводов-изготовителей по монтажу и эксплуатации оборудования.

3.2.9. До начала выполнения работ по техническому обслуживанию должен быть проведен контроль воздуха рабочих зон помещений (ППГ, машзала, котельной и др.) на загазованность с отметкой результатов анализа в наряде-допуске.

3.2.10. При техническом обслуживании ППГ должны выполняться:

проверка хода запорной арматуры и герметичности затвора запорной арматуры и ПСК;

проверка плотности мест прохода сочленений приводных механизмов с регулирующими клапанами;

проверка плотности всех соединений газопроводов и арматуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

осмотр и при необходимости очистка фильтров;

проверка сочленений приводных механизмов с РК, устранение люфтов и других механических неисправностей рычажной передачи;

продувка импульсных линий приборов средств измерения, ПЗК и РК;

проверка наличия и качества смазки редукторов запорных и регулирующих устройств;

проверка параметров настройки ПСК;

смазка трущихся частей и подтягивание (при необходимости) сальников арматуры.

3.2.11. При техническом обслуживании внутренних газопроводов ГТУ и КУ должны выполняться:

проверка плотности всех соединений газопроводов, газового оборудования и газовой аппаратуры с помощью приборов или мыльной эмульсии;

осмотр арматуры с ее очисткой (при необходимости);

проверка сочленений приводных механизмов с РК, устранение люфтов и других механических неисправностей рычажной передачи;

смазка трущихся частей и подтягивание (при необходимости) сальников арматуры;

продувка импульсных линий средств измерений.

Техническое обслуживание может выполняться на действующем оборудовании.

3.2.12. После окончания ремонта на газопроводах и газовом оборудовании необходимо провести испытания их на прочность и плотность в соответствии с требованиями проекта.

3.2.13. Запрещается приступать к вскрытию турбин, камеры сгорания, стопорного и регулирующих клапанов, не убедившись в том, что запорные устройства на подводе газа к ГТ закрыты, на газопроводах установлены заглушки, газопроводы освобождены от газа, арматура на продувочных газопроводах открыта.

3.3. Наружные газопроводы и сооружения

3.3.1. Установленная на газопроводах запорная арматура должна подвергаться ежегодному техническому обслуживанию и при необходимости ремонту.

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

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

3.3.4. При обходе надземных газопроводов должны выявляться утечки газа, перемещения газопроводов за пределы опор, наличие сплющивания, недопустимого прогиба газопровода, просадки, изгиба и повреждения опор, состояние отключающих устройств и средств защиты от падения электропроводов, креплений и окраски газопроводов.

3.3.5. Обход надземных газопроводов может проводиться одним рабочим в пределах ТЭС не реже одного раза в месяц, вне ее пределов — не реже одного раза в квартал. Выявленные неисправности должны устраняться.

3.3.6. При обходе подземных газопроводов должны производиться:

выявление утечки газа на трассе газопровода по внешним признакам и приборами, отбор и анализ проб на присутствие газа в колодцах и камерах инженерных подземных сооружений (коммуникаций), контрольных трубках, расположенных на расстоянии до 15 м по обе стороны от газопровода;

уточнение сохранности настенных указателей и ориентиров сооружений;

выявление пучения, просадки, оползней, обрушения и эрозии грунта, размывов газопровода паводковыми или дождевыми водами;

контроль условий производства строительных работ, предусматривающих сохранность газопровода от повреждений.

3.3.7. Периодичность обхода трасс подземных газопроводов устанавливается техническим руководителем (главным инженером) ТЭС в зависимости от технического состояния газопровода:

с давлением до 1,2 МПа — в соответствии с требованиями ПБ 12-368-00;

с давлением свыше 1,2 МПа — не реже сроков, указанных в приложении 7 настоящих Правил.

3.3.8. Обход трасс подземных газопроводов должен производиться, как правило, бригадой в составе двух человек. Осмотр наружной поверхности трассы может выполняться одним работником.

3.3.9. Обходчикам подземных газопроводов должна вручаться под расписку маршрутная карта, на которой указаны схема трассы газопроводов с местоположением газовых (в том числе электрозащиты) и других сооружений (коммуникаций), колодцев, подвалов зданий, подлежащих проверке на загазованность (15 м по обе стороны от газопровода). Маршрутные карты должны ежегодно уточняться (пересматриваться).

3.3.10. При обнаружении загазованности сооружений на трассе газопровода или утечки газа по внешним признакам рабочие, производящие обход, обязаны немедленно принять меры к предупреждению угрозы взрыва или пожара, известить непосредственное руководство и действовать в соответ-

ствии с положениями должностной и производственной инструкций.

3.3.11. Результаты обхода газопроводов должны отражаться в журнале.

В случае выявления неисправностей или самовольного ведения работ в охранной зоне газопровода должен составляться рапорт.

3.3.12. Эксплуатация газопроводов при наличии утечки газа не разрешается. Утечки газа должны устраняться в аварийном порядке. Газопровод должен быть подвергнут внеочередному приборному техническому обследованию.

3.3.13. Приборное техническое обследование действующих подземных газопроводов с давлением природного газа более 1,2 МПа должно производиться по графику, утвержденному техническим руководителем (главным инженером) ТЭС, но не реже 1 раза в 3 года.

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

более 1 мес — в зонах опасного действия блуждающих токов;

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

3.3.15. При приборном техническом обследовании подземных стальных газопроводов должны выявляться места повреждения изоляционных покрытий и утечки газа.

3.3.16. Допускается производить проверку плотности газопроводов опрессовкой по нормам испытаний вновь построенных газопроводов на герметичность.

3.3.17. При обследовании подводных переходов уточняются местоположение газопровода и наличие повреждений изоляционного покрытия по методике, разработанной специализированной организацией и утвержденной владельцем газопровода.

Работы по обследованию переходов через водные преграды должны производиться не реже 1 раза в 3 года.

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

3.3.19. По результатам приборного технического обследования должен составляться акт, в котором с учетом выявленных дефектов и оценки технического состояния дается заключение о возможности дальнейшей эксплуатации газопровода, необходимости и сроках проведения его ремонта или перекладки (замены). Кроме того, в акте должны быть приведены сроки устранения выявленных дефектов.

3.3.20. Диагностика технического состояния газопроводов должна проводиться по истечении расчетного ресурса работы, принимаемого для стальных газопроводов, — 40 лет.

Диагностика в целях определения необходимости замены или остаточного ресурса с разработкой мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию газопровода на весь срок продления жизненного цикла, должна включать проверку:

герметичности газопроводов;

состояния защитного покрытия (для стальных газопроводов);

состояния (износа) материала труб, из которых он построен;

качества сварных стыков.

Обследование должно проводиться в соответствии с РД 34.20.595-97.

3.3.21. Строительные и земляные работы в охранной зоне газопровода (ближе 15 м) должны производиться по письменному разрешению его владельца, в котором должны быть указаны условия и порядок их проведения и приложена схема газопровода с привязками.

До начала работ эксплуатирующей организации газового хозяйства представляется проект плана производства работ для согласования мероприятий, обеспечивающих сохранность газопровода.

Производство строительных работ в охранной зоне газопровода без разрешения запрещается.

3.4. Пункты подготовки газа

3.4.1. Режим работы ППГ должен устанавливаться в соответствии с проектом. Ведение производственных процессов, техническое состояние технологического и электрооборудования и газопроводов должны обеспечивать безаварийную работу и безопасность персонала.

3.4.2. Производственные процессы должны быть организованы в соответствии с утвержденными производственными инструкциями и технологическими схемами, с соблюдением требований настоящих Правил, ПБ 12.368-00, Правил технической эксплуатации и требований безопасности труда в газовом хозяйстве Российской Федерации и РД 34.20.501-95.

3.4.3. Технологическое оборудование, газопроводы, арматура, электрооборудование, вентиляционные системы, средства измерений, противоаварийной защиты, блокировки и сигнализации в производственной зоне ППГ должны ежесменно осматриваться, выявленные неисправности своевременно устраняться.

Включение в работу технологического оборудования без предварительного внешнего осмотра (обхода) запрещается.

3.4.4. Неисправное газовое оборудование и газопроводы должны отключаться, обнаруженные утечки газа устраняться незамедлительно.

3.4.5. Устранение утечек газа на работающем технологическом оборудовании не разрешается.

Разборка арматуры, резьбовых и фланцевых соединений на газопроводах допускается после их отключения и продувки инертным газом или воздухом и установки заглушек с обеих сторон отключенного участка.

Запрещается подтягивать крепежные детали фланцевых соединений, удалять (менять) болты на газопроводах и оборудовании под давлением.

3.4.6. Параметры настройки регуляторов в ППГ должны соответствовать значениям рабочего давления газа, указанным в утвержденных технических условиях на поставку ГТУ или в паспортных характеристиках ГТУ.

3.4.7. Предохранительные сбросные клапаны должны быть настроены на параметры, обеспечивающие начало их открывания при превышении значения максимального рабочего давления на выходе из ППГ не более чем на 15%.

При настройке параметров срабатывания ПСК не должно изменяться рабочее давление газа после регулирующих клапанов на выходе из ППГ.

3.4.8. Значения колебания давления газа на выходе из ППГ определяются утвержденными техническими условиями на поставку ГТУ или паспортными характеристиками ГТУ, но не более 10% рабочего давления.

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

3.4.10. При эксплуатации ППГ должны выполняться:

осмотр технического состояния (обход) в сроки, устанавливаемые производственной инструкцией, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации;

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

техническое обслуживание — не реже 1 раза в 6 мес;

текущий ремонт — не реже 1 раза в год, если изготовители газового оборудования не устанавливают иные сроки ремонта;

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

3.4.11. Осмотр технического состояния (обход) ППГ и ДКС должен, как правило, производиться двумя рабочими.

Обход помещений ППГ, оборудованных системами телемеханики, оснащенных сигнализаторами загазованности с контролируемым выводом сигнала, может производиться одним рабочим.

3.4.12. Перепад давления газа на фильтре не должен превышать значения, установленного заводом-изготовителем.

Разборка и очистка кассеты фильтра должны производиться при техническом обслуживании вне помещения в местах, удаленных от легковоспламеняющихся веществ и материалов не менее чем на 5 м.

3.4.13. Режим настройки и проверки параметров срабатывания предохранительных клапанов не должен приводить к изменению рабочего давления газа после регулятора.

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

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

3.4.15. Эксплуатация компрессоров с отключенными или вышедшими из строя автоматикой, аварийной вентиляцией, блокировкой, средствами измерений, системой автоматического контроля загазованности воздуха под защитным кожухом и вентиляторами вытяжных систем запрещается.

3.4.16. Дожимные компрессоры подлежат аварийной остановке в случаях:

утечек газа через неплотности или при неисправностях отключающих устройств;

вибрации, посторонних шумов и стуков;

выхода из строя подшипников и уплотнения;

изменения допустимых параметров масла и воды;

выхода из строя электропривода пусковой аппаратуры;

неисправности механических передач и приводов;

повышения или понижения нормируемого давления газа во входном и выходном патрубках;

срабатывания сигнализации загазованности воздуха под защитным кожухом.

3.4.17. Масло для смазки компрессора должно иметь сертификат и соответствовать марке, указанной в заводском паспорте на компрессор (по вязкости, температурам вспышки, самовоспламенения, термической стойкости), и, кроме

того, специфическим особенностям, характерным для работы компрессора данного типа в конкретных условиях.

3.4.18. Контроль загазованности в помещениях ППГ должен производиться стационарными сигнализаторами загазованности или переносным прибором в верхней зоне помещений не реже 1 раза в сутки.

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

3.4.19. Снаружи зданий ППГ и их ограждений должны быть предупредительные надписи "Огнеопасно — газ".

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

3.4.21. На входных дверях производственных помещений должны быть нанесены надписи, обозначающие категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ — 105-95, и классы взрывоопасности зон по ПУЭ-98.

3.4.22 При определении видов и необходимого количества первичных средств пожаротушения в помещениях и на территории ППГ следует руководствоваться ППБ-01-93.

3.4.23. Все здания и сооружения должны иметь строительный паспорт. По истечении установленного срока службы здания или сооружения должно производиться его обследование с установлением возможности дальнейшей эксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращения эксплуатации. Обследование зданий и целостности строительных конструкций (трещин, обнажения арматуры) должно производиться также перед реконструкцией технологического объекта или изменением функционального назначения здания или сооружения, а также после аварии с взрывом или пожаром.

3.5. Внутренние газопроводы и газоиспользующие установки

3.5.1. Помещения, в которых проложены газопроводы и установлены газоиспользующие агрегаты и арматура, должны быть доступны для обслуживающего персонала и соответствовать проекту.

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

3.5.3. Газопроводы, подводящие газ к агрегатам, при пуске газа должны продуваться транспортируемым газом до вытеснения всего воздуха из газотранспортной системы в течение времени, определенного расчетом или экспериментально и указанного в производственной инструкции. Окончание продувки определяется анализом на содержание кислорода в продуваемом газопроводе. При содержании кислорода в пробе газа, отобранной из продуваемого газопровода, более 1% по объему розжиг горелочных устройств (газовых горелок, пламенных труб) запрещается.

Продувать газопроводы через трубопроводы безопасности и горелочные устройства запрещается. Продувка должна производиться через продувочные газопроводы в места, предусмотренные проектом, при включенном пусковом устройстве ГТ.

3.5.4. Пуск ГТ может осуществляться:

из холодного состояния, при температуре металла корпуса турбины менее 150°С, после монтажа или ремонта;

из неостывшего состояния, при температуре металла корпуса турбины 150-250°С;

из горячего состояния, при температуре металла корпуса турбины выше 250°С.

Скорость повышения температуры газов в проточной части, частоты вращения и набора нагрузки при пуске из каждого теплового состояния не должна превышать значений, заданных заводом-изготовителем.

3.5.5. Пуск ГТУ и ПГУ должен производиться с полностью открытыми к дымовой трубе шиберами.

3.5.6. Камеры сгорания и газовоздушные тракты ГТУ или ПГУ, включая газоходы, КУ, перед розжигом горелочных устройств ГТ должны быть провентилированы (проветрены). После каждой неудачной попытки пуска ГТ зажигание топлива без предварительной вентиляции газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ запрещается.

Запорная арматура на газопроводе перед горелочным устройством должна открываться после окончания вентиляции газовоздушного тракта и включения ЗЗУ.

3.5.7. Если при розжиге пламенных труб (газовых горелок) камеры сгорания ГТ или в процессе регулирования не произошло воспламенения или произошло погасание пламени, подача газа на газовую горелку и ее ЗУ должна быть немедленно прекращена.

К повторному розжигу разрешается приступить после вентиляции камер сгорания и газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ, а также устранения причины неполадок.

3.5.8. Стопорные клапаны ГТ должны соответствовать классу А герметичности затвора по ГОСТ 9544-93. Регулирующие клапаны должны в пределах всего регулировочного диапазона иметь расходные характеристики, близкие к оптимальным: отличие крутизны характеристики от оптимальной во всех точках должно быть не более чем в 1,5 раза. Регулирующие клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при работе ГТ в базовом режиме.

3.5.9. Проверка герметичности затвора стопорного клапана (ПЗК) должна производиться после капитального и среднего (регламентного) ремонта ГТ и перед каждым ее пуском в соответствии с утвержденной производственной инструкцией по эксплуатации ГТ. Перед пуском ГТ проверка должна выполняться при включенном ПУ.

3.5.10. Пуском ГТУ должен руководить начальник смены, а после капитального и среднего ремонта — начальник цеха или его заместитель.

3.5.11. Перед пуском ГТУ после ремонта или простоя в резерве свыше 3 сут должны быть проверены исправность и готовность к включению средств технологической защиты и автоматики, блокировок вспомогательного оборудования, масляной системы, резервных и аварийных масляных насосов, контрольно-измерительных приборов и средств оперативной связи, а также срабатывание стопорного клапана и герметичность его затвора. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

Проверка готовности к пуску КУ и энергетического котла, работающего в составе ПГУ, должна осуществляться в соответствии с ПБ 12-368-00.

3.5.12. Пуск ГТУ запрещается в случаях:

неисправности или отключения хотя бы одной из защит;

наличия дефектов системы регулирования, которые могут привести к превышению допустимой температуры газов или разгону ГТ;

неисправности одного из масляных насосов или системы их автоматического включения;

отсутствия требуемой герметичности затвора стопорного клапана ГТ;

отклонения от норм качества масла, а также при температуре масла ниже установленного предела;

отклонения от норм качества топлива, а также при температуре или давлении топлива ниже или выше установленных пределов;

утечки газообразного топлива;

отклонения контрольных показателей теплового или механического состояния ГТУ от допустимых значений.

3.5.13. Пуск ГТУ после аварийного останова или сбоя при предыдущем пуске, если причины этих отказов не устранены, запрещается.

3.5.14. Пуск ГТУ должен быть немедленно прекращен действием защит или персоналом в случаях:

нарушения установленной последовательности пусковых операций;

повышения температуры газов выше допустимой по графику пуска;

повышения нагрузки пускового устройства выше допустимой;

не предусмотренного инструкцией снижения частоты вращения разворачиваемого вала после отключения ПУ;

помпажных явлений в компрессорах ГТУ.

3.5.15. Газотурбинная установка должна быть немедленно отключена действием защит или персоналом в случаях:

недопустимого повышения температуры газов перед ГТ;

повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела;

обнаружения трещин или разрыва масло— или газопроводов;

недопустимого осевого сдвига, недопустимых относительных перемещений роторов компрессоров и турбин;

недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня в масляном баке, а также недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или температуры любой из колодок упорного подшипника;

прослушивания металлических звуков (скрежета, стуков), необычных шумов внутри турбомашин и аппаратов ГТ;

возрастания вибрации подшипников опор выше допустимых значений;

появления искр или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или генератора;

воспламенения масла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;

взрыва (хлопка) в камерах сгорания ГТ, в КУ или газоходах;

погасания факела в камерах сгорания ГТ;

недопустимого понижения давления газообразного топлива перед стопорным клапаном ГТ;

закрытого положения заслонки на дымовой трубе КУ или повышения давления газов на входе в КУ;

исчезновения напряжения на устройствах регулирования и автоматизации или на всех контрольно-измерительных приборах;

отключения турбогенератора вследствие внутреннего повреждения;

возникновения помпажа компрессоров или недопустимого приближения к границе помпажа;

недопустимого изменения давления воздуха за компрессорами.

Одновременно с отключением ГТ действием защиты или персоналом должен быть отключен генератор.

3.5.16. Газотурбинная установка должна быть разгружена и остановлена по решению технического руководителя (главного инженера) ТЭС в случаях:

нарушения нормального режима эксплуатации или нормальной работы вспомогательного оборудования; появления сигналов предупредительной сигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без останова;

заедания стопорных, регулирующих и противопомпажных клапанов;

обледенения воздухозаборного устройства, если не удается устранить обледенение при работе ГТУ под нагрузкой;

недопустимого повышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, камер сгорания, переходных трубопроводов, если понизить эту температуру изменением режима работы ГТУ не удается;

недопустимого увеличения неравномерности измеряемых температур газов;

недопустимого повышения температуры воздуха перед компрессорами высокого давления, а также нарушения нормального водоснабжения;

неисправности защит, влияющих на обеспечение взрывобезопасности;

неисправности оперативных контрольно-измерительных приборов.

3.5.17. При аварийном останове ГТУ или ПГУ с КУ необходимо:

прекратить подачу топлива в камеру сгорания ГТ и к горелкам КУ с дожиганием путем закрытия стопорного клапана, ПЗК и других запорных устройств на газопроводах ГТ и КУ;

открыть продувочные газопроводы и трубопроводы безопасности на отключенных газопроводах ГТ и КУ;

отключить паровую турбину и генератор, предусмотренные в составе ПГУ.

3.5.18. После отключения ГТУ и ПГУ должна быть обеспечена эффективная вентиляция трактов.

По окончании вентиляции должны быть перекрыты всасывающий и (или) выхлопной тракты. Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остывании ГТУ должны быть указаны в инструкции по эксплуатации ГТУ.

3.5.19. Запорная арматура на продувочных газопроводах и газопроводах безопасности после отключения ГТУ должна постоянно находиться в открытом положении.

3.5.20. Перед ремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом камер сгорания или газоходов газовое оборудо-

вание и запальные трубопроводы должны отключаться от действующих газопроводов с установкой заглушки после запорной арматуры.

3.6. Технологический контроль, сигнализация, автоматизация, защиты и блокировки

3.6.1. Проектом должно предусматриваться автоматическое управление элементами системы газоснабжения ГТУ и ПГУ с сохранением возможности дистанционного управления с МЩУ и ЦЩУ (с соответствующим переключением при выборе места управления) и ручного управления по месту.

3.6.2. Выполнение блокировок и защит на останов ГТУ и ПГУ и перевод их на работу с пониженной нагрузкой должно осуществляться в соответствии с техническими условиями завода — изготовителя.

3.6.3. В системе газоснабжения ГТ, работающей в составе ГТУ или ПГУ с КУ и теплообменными аппаратами, должно быть обеспечено измерение:

общего расхода газа на ТЭС;

расхода газа на каждую ГТУ или ПГУ;

давления газа на входе в ППГ;

температуры газа на входе в ППГ;

перепада давления газа на каждом фильтре;

давления газа на входе в УСД и выходе из него;

давления газа на выходе из каждой редуцирующей нитки УСД (ГРП);

давления газа до и после каждого дожимного компрессора (ступени);

содержания кислорода в газоходе за КУ;

уровня жидкости в аппарате блоков очистки газа;

загазованности воздуха в помещениях ППГ, застойных зонах машинного зала, где размещены ГТУ, и помещениях, в которых установлены КУ или теплообменные аппараты;

давления газа перед стопорным клапаном и за РК ГТ;

температуры газа после холодильника;

температуры газа на выходе из последней ступени компрессора;

температуры подшипников электродвигателей дожимных компрессоров;

температуры подшипников дожимного компрессора;

температуры газа на выходе из каждого охладителя газа (при его наличии);

температуры и давления масла в системе маслообеспечения дожимных компрессоров;

температуры и давления охлаждающей жидкости на входе в систему охлаждения газа и выходе из нее;

мощности, потребляемой дожимными компрессорами;

давления газа за компрессором;

частоты вращения ПУ ГТУ;

частоты вращения стартера ГТУ.

3.6.4. В системе газоснабжения ГТУ и ПГУ предусматривается технологическая сигнализация, оповещающая о:

повышении и понижении давления газа перед блоком очистки;

повышении и понижении давления газа до и после ППГ;

повышении и понижении давления газа в газопроводе перед стопорным клапаном ГТ;

повышении концентрации загазованности воздуха в помещениях ППГ, машинного зала и котельной, защитном кожухе дожимного компрессора, блоках-контейнерах систем газоснабжения, примыкающих к зданию ГТУ;

включении аварийной вентиляции в помещениях дожимных компрессоров;

повышении температуры охлаждающей воды и масла на каждом дожимном компрессоре;

повышении температуры подшипников электродвигателя дожимного компрессора;

повышении температуры подшипников дожимного компрессора;

повышении температуры воздуха в блоке-контейнере запорной арматуры ГТ;

повышении температуры воздуха в блоке-контейнере дожимного компрессора;

понижении уровня масла в масляной системе дожимного компрессора;

повышении уровня жидкости в аппаратах блоков очистки газа;

повышении температуры газа после дожимного компрессора;

срабатывании системы автоматического пожаротушения в помещениях ППГ;

повышении вибрации ротора дожимного компрессора;

наличии факела на пламенных трубах камеры сгорания ГТ;

наличии факела на ЗУ ГТ;

срабатывании технологических защит.

3.6.5 В ППГ системы газоснабжения предусматриваются следующие технологические защиты:

срабатывание ПСК при повышении давления газа выше установленного значения на выходе из ППГ и после каждого дожимного компрессора;

отключение электродвигателей дожимных компрессоров при понижении давления охлаждающей воды и масла ниже установленного значения и повышении температуры охлаждающей воды и масла выше установленного значения;

включение аварийной вентиляции при достижении концентрации загазованности воздуха в помещениях ППГ 10% НКПРП.

3.6.6. В ППГ системы газоснабжения предусматриваются технологические блокировки:

включение резервной линии редуцирования (поставленной на АВР) в случае понижения давления газа на выходе из блока редуцирования ниже установленного значения;

включение резервной линии редуцирования и отключение рабочей линии в случае повышения давления газа на выходе из блока редуцирования выше установленного значения.

При наличии дистанционного или автоматического управления оборудованием и арматурой с разных щитов должна предусматриваться блокировка, исключающая возможность одновременного их включения.

3.6.7. Для предотвращения взрывоопасных ситуаций ГТУ и ПГУ с КУ должны оснащаться технологическими защитами, действующими на отключение ГТ при:

недопустимом понижении давления газа перед стопорным клапаном ГТ;

погасании или невоспламенении факела любой из пламенных труб камеры сгорания;

недопустимом изменении давления воздуха за компрессорами;

возникновении помпажа компрессоров;

срабатывании технологической защиты, действующей на отключение подачи газа на КУ.

При срабатывании защиты должны производиться одновременное закрытие стопорных клапанов, ПЗК и РК, запорной арматуры на запальных газопроводах, газопроводах подвода газа к турбине, открытие запорной арматуры на продувочных газопроводах и трубопроводах безопасности, открытие дренажных и антипомпажных клапанов, отключение генератора от сети и другие противоаварийные мероприятия, предусмотренные инструкцией по эксплуатации ГТУ.

3.6.8. Технологические защиты, блокировки и сигнализация, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены. Ввод технологических защит должен производиться автоматически.

3.6.9. Вывод из работы технологических защит, обеспечивающих взрывобезопасность, на работающем оборудовании запрещается.

Вывод из работы других технологических защит, а также технологических блокировок и сигнализации на работающем оборудовании разрешается только в дневное время, причем не более одной защиты, блокировки или сигнализации одновременно, в случаях:

необходимости отключения, обусловленной производственной инструкцией;

очевидной неисправности или отказа;

периодической проверки согласно графику, утвержденному техническим руководителем (главным инженером) ТЭС.

Отключение должно выполняться по письменному распоряжению начальника смены (оперативного руководителя) в

оперативном журнале с обязательным уведомлением технического руководителя (главного инженера) ТЭС.

3.6.10. Проведение ремонтных и наладочных работ в цепях защит, блокировок и сигнализации на действующем оборудовании без оформления наряда-допуска запрещается.

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

3.7. Электрохимическая защита газопроводов от коррозии

3.7.1. При эксплуатации стальных подземных газопроводов должны выполняться требования ГОСТ 9.602-89.

Эксплуатация средств ЭХЗ газопроводов и периодический контроль потенциалов на подземных газопроводах должны производиться специализированными организациями, службами (группами), лабораториями.

3.7.2. При эксплуатации установок ЭХЗ должны выполняться периодический технический осмотр и проверка эффективности их работы в соответствии с требованиями разд. 3.10 ПБ 12-368-00.

3.7.3. Организация, эксплуатирующая установки ЭХЗ, должна разработать и осуществить систему технического обслуживания и ремонта, направленную на предупреждение нарушений работы защитных установок.

Нарушения в работе защитных установок должны устраняться в оперативном порядке.

3.7.4. Организация, выполняющая работы по защите действующих газопроводов, должна иметь карты-схемы газопроводов с обозначением мест расположения установок ЭХЗ и контрольно-измерительных пунктов, обобщенные данные о коррозионной агрессивности грунтов и об источниках блуждающих токов, а также осуществлять ежегодный анализ коррозионного состояния газопроводов и эффективности работы защит.

3.7.5. При выявлении коррозионно-опасных зон владельцем газопроводов должны приниматься меры к усилению защиты их от коррозии. Сроки выполнения работ определя-

ются исходя из условий эксплуатации организацией, производящей работы по защите газопроводов, по согласованию с территориальным органом Госгортехнадзора России.

До устранения коррозионно-опасных зон владельцем должны быть разработаны и осуществлены мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию газопроводов.

3.7.6. Владельцем газопроводов должны устанавливаться причины возникновения коррозионно-опасных зон.

Каждый случай сквозного коррозионного повреждения газопроводов подлежит расследованию комиссией, в состав которой должен входить представитель организации, выполняющей работы по защите газопроводов. О дате и месте работы комиссии владелец газопровода обязан известить инспекцию газового надзора территориального органа Госгортехнадзора России.

3.8. Взрывозащищенное электрооборудование, контрольно-измерительные приборы

3.8.1. Организация (владелец) должна обеспечить постоянный технический надзор, обслуживание, текущий и капитальный ремонт приборов и средств контроля, автоматизации и сигнализации, установленных на газопроводах и агрегатах, а также взрывозащищенного электрооборудования, обеспечивающего режим безопасной коммутации электроцепей во взрывопожароопасных зонах и помещениях.

3.8.2. Проверка плотности импульсных линий газа и герметичности запорной арматуры, установленной на них, а также продувка импульсных линий должны выполняться при осмотрах и техническом обслуживании газового оборудования. Работы, связанные с разгерметизацией импульсных линий средств измерения, должны производиться с оформлением наряда-допуска.

3.8.3. Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту средств измерений, систем автоматизации и сигнализации устанавливаются государственными стандартами на соответствующие приборы или инструкциями заводов-изготовителей.

3.8.4. Проведение метрологического надзора за средствами измерений осуществляется в соответствии с ГОСТ 8.002-86.

3.8.5. Не допускается оставлять в эксплуатации средства измерения, у которых отсутствует пломба или клеймо, просрочен срок поверки, имеются повреждения, стрелка при отключении не возвращается к нулевому делению шкалы на значение, превышающее половину допустимой погрешности для данного прибора. На циферблате или корпусе показывающих манометров должно быть краской обозначено значение шкалы, соответствующее максимальному рабочему давлению.

3.8.6. Значение уставок срабатывания автоматики безопасности и средств сигнализации должно соответствовать параметрам, указанным в техническом отчете наладочной организации. При этом сигнализаторы, контролирующие состояние воздушной среды, должны сработать при возникновении в помещении концентрации газа, превышающей 10% нижнего предела воспламеняемости газа.

3.8.7. Проверка сигнализатора загазованности на соответствие установленным параметрам должна выполняться с помощью контрольной газовой смеси.

Проверка работы сигнализатора загазованности путем преднамеренного загазовывания помещения из действующего газопровода запрещается.

3.8.8. До замены неисправного сигнализатора загазованности непрерывного действия контролировать концентрацию газа в воздухе производственных помещений необходимо переносными приборами с интервалом, гарантирующим безопасность эксплуатации.

3.8.9. Техническое обслуживание и ремонт средств измерений, устройств автоматики и телемеханики должны осуществляться специальной службой ТЭС или по договору специализированной организацией, имеющей соответствующую лицензию территориального органа Госгортехнадзора России.

3.8.10. Электрооборудование, используемое в газовом хозяйстве, должно эксплуатироваться в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксп-

луатации электроустановок потребителей, инструкций заводов-изготовителей.

3.8.11. Порядок организации ремонта взрывозащищенного электрооборудования, объем и периодичность выполняемых при этом работ должны соответствовать требованиям РД 16.407-89.

4. ГАЗООПАСНЫЕ РАБОТЫ

4.1. К газоопасным работам, проводимым в системе газоснабжения ПГУ и ГТУ, относятся:

4.1.1. Присоединение вновь построенных газопроводов к действующей газовой сети.

4.1.2. Пуск газа в газопроводы и другие объекты систем газоснабжения при вводе в эксплуатацию после ремонта или их расконсервации.

4.1.3. Техническое обслуживание действующих внутренних газопроводов газоиспользующих установок (ПГУ, ГТУ).

4.1.4. Техническое обслуживание действующих наружных газопроводов.

4.1.5. Техническое обслуживание действующих внутренних газопроводов и газового оборудования ППГ и ДКС.

4.1.6. Ремонт действующих внутренних и наружных газопроводов, газового оборудования ППГ и газоиспользующих установок.

4.1.7. Удаление закупорок, установка и снятие заглушек на действующих газопроводах, а также отсоединение от газопроводов или замена оборудования и отдельных узлов.

4.1.8. Отключение от действующей сети и продувка газопроводов, в том числе импульсных линий средств измерения.

4.1.9. Консервация газопроводов и газового оборудования.

4.1.10. Ремонт, осмотр и проветривание колодцев подземных участков наружных газопроводов, проверка и откачка конденсата из конденсатосборников.

4.1.11. Раскопка грунта в местах утечек газа до их устранения.

4.1.12. Все виды ремонта, связанные с выполнением огневых и сварочных работ на действующих газопроводах.

4.2. Газоопасные работы должны производиться под руководством специалиста или ответственного руководителя, за исключением работ, перечисленных в пп. 4.1.3, 4.1.4 и 4.1.10, руководство которыми допускается поручать наиболее квалифицированному рабочему.

Газоопасные работы должны выполняться, как правило, в дневное время.

Такие работы должны производиться бригадой в составе не менее двух рабочих.

4.3. На проведение каждой газоопасной работы должен выдаваться наряд-допуск, предусматривающий разработку и последующее осуществление комплекса мероприятий по подготовке и безопасному проведению этой работы.

Форма нарядов-допусков на производство газоопасных работ и организация допуска определяются НД РАО "ЕЭС России".

4.4. Персонал, допущенный к производству газоопасных работ по наряду-допуску, должен быть обеспечен исправным инструментом, не образующим искр при ударе (из цветных металлов или омедненный).

4.5. Весь персонал, выполняющий газоопасные работы, должен быть обеспечен по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты в соответствии с характером работ и обязан пользоваться ими во время работы. Наличие и исправность необходимых средств индивидуальной защиты определяются при выдаче наряда-допуска на газоопасные работы.

4.6. Ответственным за наличие у рабочих средств индивидуальной защиты, их исправность и применение является руководитель работ, а при выполнении работ без технического руководства — лицо, выдавшее задание, и сами рабочие.

4.7. Каждый участвующий в газоопасных работах должен иметь подготовленный к работе шланговый противогаз ПШ-1 или ПШ-2. Использование кислородно-изолирующих и фильтрующих противогазов в системах газоснабжения энергообъектов запрещается.

4.8. Перед началом выполнения газоопасных работ, после перерывов и в период их проведения должен быть организо-

ван систематический контроль анализа воздуха рабочих зон сооружений или помещений, в которых производятся работы, на загазованность. Периодичность контроля и места отбора проб воздуха на загазованность определяются нарядом-допуском. Результаты анализов воздушной среды на содержание загазованности должны фиксироваться в наряде-допуске и в специальном журнале контроля загазованности.

При содержании газа в воздухе рабочих зон помещений от 1 до 3% (по объему) в системе газоснабжения ТЭС могут производиться работы по определению мест утечки газа с помощью мыльной эмульсии или прибором, а также по установке заглушек на газопроводах. Эти работы должны выполняться в шланговых противогазах с соблюдением дополнительных мер безопасности. Проведение других газоопасных работ не разрешается.

Проведение любых газоопасных работ при содержании природного газа в воздухе рабочей зоны более 3,0% (по объему) персоналу ТЭС, не имеющей лицензии на право выполнения аварийных работ в загазованном помещении, не разрешается. Указанные работы должны выполняться персоналом аварийной диспетчерской службы газового хозяйства города (поселка).

4.9. При проведении газоопасных работ на надземных или наземных наружных газопроводах контроль воздуха на загазованность перед началом и в период выполнения работ допускается не проводить.

4.10. В местах, опасных в отношении загазованности, в качестве переносного источника света разрешается использовать переносные светильники напряжением не более 12 В и во взрывозащищенном исполнении. Пользоваться другими переносными источниками света запрещается.

4.11. Установка заглушек на наружных газопроводах должна производиться после закрытия запорных устройств на границах отключенного участка. Перед установкой заглушки должна быть обеспечена герметичность затворов отключающих запорных устройств, давление газа понижено до "нуля" через продувочные газопроводы. После установки заглушек отключенный участок наружных газопроводов должен быть

продут сжатым воздухом или инертным газом до полного вытеснения природного газа.

4.12. Установка заглушек на внутренних газопроводах должна производиться на отключенном участке после проверки и обеспечения герметичности затворов отключающих запорных устройств, понижения давления газа на отключаемом участке газопровода до "нуля", снятия напряжения с электроприводов на отключающих запорных устройствах, предварительной продувки отключенного участка сжатым воздухом или инертным газом и получения положительных результатов анализа остаточной объемной доли природного газа в отобранных из газопроводов пробах.

4.13. Заглушки, устанавливаемые на газопроводах, должны соответствовать максимальному давлению газа в газопроводе, иметь хвостовики, выступающие за пределы фланцев, и клеймо с указанием давления газа и диаметра газопровода.

4.14. Все газопроводы и газооборудование перед их присоединением к действующим газопроводам, а также после ремонта должны подвергаться внешнему осмотру и контрольной опрессовке бригадой, производящей пуск газа.

4.15. Контрольная опрессовка выполняется воздухом или инертными газами.

Наружные газопроводы всех давлений подлежат контрольной опрессовке давлением 0,02 МПа.

Внутренние газопроводы и ППГ подлежат контрольной опрессовке давлением 0,01 МПа.

Падение давления воздуха не должно превышать для внутренних газопроводов и ППГ — 60 даПа за 1 ч, для наружных газопроводов — 10 даПа за 1 ч.

Результаты контрольной опрессовки должны фиксироваться в нарядах-допусках на производство работ.

4.16. Отбор проб воздуха из рабочей зоны помещений и его анализ на загазованность перед проведением работ по снятию заглушек на газопроводах или при установке резьбовой заглушки на подводе воздуха к газопроводам допускается не производить.

4.17. Замену прокладок во фланцевых соединениях допускается выполнять без отключения от действующего оборудо-

вания только на наружных газопроводах. При этом давление газа в газопроводе должно быть не более 150 даПа.

4.18. Набивку сальников запорной арматуры и разборку резьбовых соединений допускается выполнять без отключения от действующего оборудования только на наружных газопроводах. При этом давление газа должно быть не более 0,1 МПа.

4.19. Замена прокладок, набивка сальников и разборка фланцевых, резьбовых соединений и арматуры на внутренних газопроводах любого давления должны производиться на отключенном и заглушенном участке газопровода.

4.20. Газопроводы при пуске газа должны продуваться газом до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки определяется путем анализа или сжигания отбираемых проб.

Доля кислорода в пробе газа не должна превышать 1% по объему, а сгорание газа должно происходить спокойно, без хлопков.

Газопроводы при освобождении от газа должны продуваться воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа. Окончание продувки определяется анализом. Остаточная объемная доля газа в продувочном воздухе не должна превышать 20% нижнего предела воспламеняемости газа.

4.21. Проведение огневых работ на газопроводах должно осуществляться в соответствии с требованиями Типовой инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и пожароопасных объектах.

5. ЛОКАЛИЗАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

5.1. Локализации и ликвидации аварийных ситуаций в системе газоснабжения производятся персоналом ТЭС в соответствии с утвержденными техническим руководителем (главным инженером) ТЭС "Планом (инструкцией) локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовом хозяйстве" и "Планом взаимодействия служб различных ведомств города (поселка) при локализации и ликвидации возможных

аварийных ситуаций, взрывов и пожаров в системе газоснабжения ТЭС".

5.2. Работы по локализации и ликвидации аварийных ситуаций производятся без наряда-допуска до устранения прямой угрозы жизни людей и повреждения материальных ценностей. После устранения угрозы работы по приведению газопроводов и газооборудования в технически исправное состояние должны производиться по наряду-допуску.

Если аварийная ситуация от начала до конца ликвидируется АДС города (поселка), составление наряда-допуска не требуется. Участие в работах аварийных бригад АДС газового хозяйства города (поселка) определяется "Планом (инструкцией) локализации и ликвидации аварийных ситуаций в газовом хозяйстве".

5.3. Деятельность аварийных бригад АДС города (поселка) по локализации и ликвидации аварийных ситуаций в системе газоснабжения ТЭС должна определяться "Планом взаимодействия служб различных ведомств города (поселка) при локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций, взрывов и пожаров в системе газоснабжения ТЭС", который разрабатывается с учетом местных условий.

План взаимодействия служб различных ведомств должен быть согласован с местной администрацией города (поселка), АДС, УПО города (поселка), скорой помощью, милицией.

5.4. Ответственность за составление планов, своевременность внесения в них дополнений и изменений, пересмотр и переутверждение их (не реже 1 раза в 3 года) несет технический руководитель (главный инженер) ТЭС.

5.5. На ТЭС совместно с АДС, УПО, милицией и другими ведомствами должны проводиться совместные тренировочные занятия с оценкой действий персонала:

по планам локализации и ликвидации аварий — не реже 1 раза в 6 мес;

по планам взаимодействия служб различных ведомств — не реже 1 раза в год.

Тренировочные занятия должны проводиться на рабочих местах в условиях, максимально приближенных к реальным.

Проведение тренировочных занятий должно регистрироваться в специальном журнале.

5.6. Руководителем тушения пожара до прибытия первого пожарного подразделения является начальник смены станции или технический руководитель (главный инженер). По прибытии пожарного подразделения УПО начальник смены (технический руководитель) должен информировать о принятых мерах по тушению пожара старшего командира пожарного подразделения и передать ему руководство тушением пожара с выдачей письменного допуска.

5.7. Убытие подразделений АДС, УПО и других ведомств с места аварии производится после ее ликвидации по согласованию с руководством ТЭС.

5.8. При пожаре в системе газоснабжения ТЭС общее руководство работами по локализации и ликвидации аварии и пожара осуществляет штаб по тушению пожара.

Заключение

Сроки приведения технического состояния газового хозяйства ГТУ и ПГУ ТЭС в соответствие с настоящими Правилами должны быть определены владельцем и согласованы с территориальными органами Госгортехнадзора России в течение 2001 г.

Приложение 1

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва
АДС – аварийная диспетчерская служба
БЩУ – блочный щит управления
ВЛ – высоковольтная линия (электропередачи)
ВС – воздушный стартер
ГЖ – горючая жидкость
ГРП – газорегуляторный пункт
ГРС – газораспределительная станция
ГТ – газовая турбина
ГТРС – газотурбинная редукционная станция
ГТУ – газотурбинная установка
ГЩУ – главный щит управления
ДКС – дожимная компрессорная станция
ЗЗУ – защитное запальное устройство
ЗУ – запальное устройство
КУ – котел-утилизатор
ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость
МЩУ – местный щит управления
НКПРП – нижний концентрационный предел распространения пламени
НД – нормативная документация
ОБУВ – ориентировочный безопасный уровень воздействия
ПБ – правила безопасности
ПГП – подводящий газопровод
ПГУ – парогазовая установка
ПДВ – предельно допустимый выброс
ПДК – предельно допустимая концентрация
ПЗК – предохранительно-запорный клапан
ППГ – пункт подготовки газа
ПСК – предохранительно-сбросной клапан
ПТ – паровая турбина
ПТБ – правила техники безопасности
ПТЭ – правила технической эксплуатации
ПУ – пусковое устройство

ПУЭ – правила устройства электроустановок
РД – руководящий документ
РК – регулирующий клапан
СЗЗ – санитарно-защитная зона
ССБТ – система стандартов безопасности труда
СУГ – сжиженный углеводородный газ
ТЭС – тепловая электростанция
УЗК – ультразвуковой контроль
УПО – управление пожарной охраны
УСД – узел стабилизации давления
ЦЩУ – центральный щит управления
ЭХЗ – электрохимическая защита (от коррозии)

Приложение 2

НАИМЕНЬШЕЕ РАССТОЯНИЕ ОТ ПРОВОДА ВЛ ДО НАДЗЕМНЫХ И НАЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И КАНАТНЫХ ДОРОГ

Наименование	Наименьшее расстояние (м) при напряжении ВЛ, кВ					
	до 20	35-110	150	220	330	500
Расстояние по вертикали:						
от провода ВЛ до любой части трубопровода (насыпи) или канатной дороги:						
в нормальном режиме	3	4	4,5	5	6	6,5
при обрыве провода в соседнем пролете	1	2	2,5	3	4	–
Расстояние по горизонтали:						
1) при параллельном следовании:						
от крайнего провода ВЛ до любой части трубопровода или канатной дороги (за исключением пульпопровода и магистральных газопровода, нефтепровода и нефтепродуктопровода) в нормальном режиме	Не менее высоты опоры					
от крайнего провода ВЛ до любой части пульпопровода в нормальном режиме	Не менее 30 м					
от крайнего провода ВЛ до любой части магистрального газопровода в нормальном режиме	Не менее удвоенной высоты опоры					
от крайнего провода ВЛ до любой части магистрального нефтепровода и нефтепродуктопровода в нормальном режиме	50 м, но не менее высоты опоры					
в стесненных условиях от крайнего провода ВЛ при наибольшем его отклонении до любой части трубопровода или канатной дороги	3	4	4,5	5	6	6,5
2) при пересечении:						
от опоры ВЛ до любой части трубопровода или канатной дороги в нормальном режиме	Не менее высоты опоры					
в стесненных условиях от опоры ВЛ до любой части трубопровода или канатной дороги	3	4	4,5	5	6	6,5
3) от ВЛ до продувочного газопровода	Не менее 300 м					

Приложение 3

МИНИМАЛЬНОЕ РАССТОЯНИЕ ОТ ОБЪЕКТОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА ТЕРРИТОРИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ДО ГАЗОПРОВОДОВ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГТУ И ПГУ

Объект	Минимальное расстояние (м) от объекта электростанции до газопровода, проложенного	
	надземно	подземно
1. Административные и бытовые здания	15	10
2. Внутренние автомобильные дороги	1,5	2
3. Внутренние железные дороги	5	10
4. Воздушные линии электропередачи	Согласно ПУЭ-98	
5. Газгольдеры горючих газов и резервуары СУГ, ЛВЖ, СУГ	15	-
6. Инженерные коммуникации (подземные):		
водопровод, бесканальная тепловая	3	2
тепловые каналы, в том числе тепловые сети	1,5	4
канализация	1,5	5
силовые кабели	Согласно ПУЭ-98	
7. Колодцы инженерных коммуникаций	Вне габаритов опор, эстакады	10
8. Открытые трансформаторные подстанции и распределительные устройства	Согласно ПУЭ-98	
9. Производственные здания независимо от их категории взрывопожароопасности и степени огнестойкости	10	10

Приложение 4

ПЕРЕЧЕНЬ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ БЛОКОВ КОМПЛЕКТНОЙ ПОСТАВКИ ДЛЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГТУ И ПГУ ТЭС

Блок обработки газа	Способ размещения	Взрывопожарная характеристика места размещения		Примечание
		Категория помещения согласно НПБ-105-95	Класс зоны согласно ПУЭ-98	
1. Блок компримирования:				
компрессор	Закрытый	А	В-1а	
привод компрессора	Закрытый	Г	-	
2. Блок редуцирования	Закрытый	А	В-1а	
3. Блок очистки	Открытый	-	В-1г	
4. Блок подогрева	Закрытый	А	В-1а	Осушка только газа для пневмоприводной арматуры предусматривается при необходимости
5. Блок осушки	Закрытый	А	В-1а	
6. Блок измерения расхода	Открытый	–	В-1г	В северных зонах узел измерительных диафрагм и приборов располагается в помещении

Приложение 5

МИНИМАЛЬНОЕ РАССТОЯНИЕ ОТ ОБЪЕКТОВ ТЭС ДО ЗДАНИЯ ППГ

Объект электростанции	Минимальное расстояние от объекта электростанции до здания (укрытия, контейнера) ППГ с помещениями категории А, м
1 Производственные здания с помещениями категории Г (ГТУ и ПГУ, котельная установка, ремонтно-механическая мастерская и др), административно-бытовые здания	30
2 Производственные здания с помещениями категории Д (операторская; воздушная компрессорная станция; насосная станция водоснабжения, в том числе противопожарного; помещение для хранения противопожарных средств и огнегасящих веществ и др.); пожарные резервуары (места забора воды)	10
3 Производственные здания с помещениями категории В, открытые насосные станции:	
ЛВЖ	15
ГЖ	10
4 Резервуары складов общей вместимостью, м^3:	
ЛВЖ:	
Св 1000 до 2000 вкл.	30
Св. 600 до 1000 вкл.	24
Св. 300 до 600 вкл.	18
Менее 300	12
ГЖ.	
Св 5000 до 10000 вкл	30
Св 3000 до 5000 вкл	24
Менее 3000	18

Приложение 6

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ СИСТЕМЫ ВЕНТИЛЯЦИИ ДЛЯ УСТАНОВОК И ПОМЕЩЕНИЙ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГТУ И ПГУ ТЭС С ДАВЛЕНИЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДО 5,0 МПа

Наименование установки, помещение которой оборудуется системой вентиляции	Система вентиляции				
	Аварийная	Общеобменная			
		Вытяжная		Приточная	
		Период года			
		Холодный	Теплый	Холодный	Теплый
1. Блок компримирования:					
помещение поршневых газомоторных компрессоров	А	Е	М и Е	М	М и Е
помещение центробежных компрессоров	А	Е	Е	М	Е
помещение газотурбинных двигателей	–	Е	Е	М	М и Е
помещение электродвигателей		Е	Е	М	М и Е
2. Блок редуцирования давления	–	Е	Е	Е	Е
3. Блок очистки	–	Е	Е	Е	Е
4. Блок осушки	–	Е	Е	Е	Е
5 Блок подогрева	–	Е	Е	Е	Е
6. Блок измерения расхода	–	Е	Е	Е	Е

Примечание Обозначения системы вентиляции А – аварийная, Е – естественная; М – механическая.

Приложение 7

ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОБХОДА ТРАСС ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С ДАВЛЕНИЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА БОЛЕЕ 1,2 МПа

Газопроводы	Периодичность
Вновь построенные	Непосредственно в день пуска и на следующий день после пуска
Эксплуатируемые в нормальных условиях и находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии	Не реже одного раза в месяц
1 Проложенные в зоне действия источников блуждающих токов, в грунте с высокой коррозионной активностью и не обеспеченные минимальным защитным электропотенциалом	Не реже двух раз в месяц
4 С выявленными дефектами, не представляющими опасности, имеющие дефекты защитных покрытий, не защищенные катодной поляризацией	Не реже одного раза в неделю
5 Имеющие положительные и знакопеременные значения электропотенциалов	Не реже двух раз в неделю
6 Проложенные в просадочных грунтах	Не реже одного раза в неделю
7 Находящиеся в радиусе 15 м от места производства строительных работ	Ежедневно до устранения угрозы повреждения газопровода
8 Береговые части переходов через водные преграды и овраги	Ежедневно в период паводка

Приложение 8

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ

1. **Федеральный закон** "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 № 116-ФЗ.
2. **СНиП 2.04.12-86.** Расчет на прочность стальных трубопроводов.
3. **СНиП 2.07.01-89.** Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений.
4. **СНиП 2.01.01-82.** Строительная климатология и геофизика.
5. **СНиП 2.01.02-85.** Противопожарные нормы.
6. **СНиП II-89-80*.** Генеральные планы промышленных предприятий.
7. **СНиП 2.04.08-87.** Газоснабжение.
8. **СНиП 2.05.06-85.** Магистральные трубопроводы.
9. **СНиП II-7-81*.** Строительство в сейсмических районах.
10. **СНиП 2.09.02-85*.** Производственные здания.
11. **СНиП 2.04.05-91.** Отопление, вентиляция и кондиционирование.
12. **СНиП 2.04.01-84.** Пожарная автоматика зданий и сооружений.
13. **СНиП 2.04.02-84.** Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
14. **СНиП 2.11.03-93.** Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.
15. **СНиП 2.09.03-85.** Сооружения промышленных предприятий.
16. **СНиП II-12-77.** Защита от шума.
17. **ГОСТ 12.4.021-75. ССБТ.** Системы вентиляционные. Общие требования.

18. **ГОСТ 1050-88.** Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. Общие технические условия.

19. **ГОСТ 29328-92.** Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.

20. **ГОСТ Р 51330.2-99.** Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка". Дополнение 1. Приложение Д. Метод определения безопасного экспериментального максимального зазора.

21. **ГОСТ Р 51330.5-99.** Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения.

22. **ГОСТ Р 51330.11-99.** Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам.

23. **ГОСТ Р 51330.19-99.** Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования.

24. **ГОСТ 17433-80*.** Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности.

25. **ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ.** Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

26. **ГОСТ 12.2.007.0-75*. ССБТ.** Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

27. **ГОСТ 21130-75.** Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкции и размеры.

28. **ГОСТ 5542-87.** Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

29. **ГОСТ 14202-69.** Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки.

30. **ГОСТ 9544-93.** Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов.

31. **ГОСТ 8.002-86. ГСИ.** Государственный надзор и ведомственный контроль за средствами измерений. Основные положения.

32. **ГОСТ 8731-74*.** Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования.

33. **ГОСТ 8732-78*.** Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.

34. **ГОСТ 8733-74*.** Трубы стальные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.

35. **ГОСТ 8734-75*.** Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.

36. **ГОСТ 9567-75*.** Трубы стальные прецизионные. Сортамент.

37. **ГОСТ 9454-78.** Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатных и повышенных температурах.

38. **ГОСТ 10705-80.** Трубы стальные электросварные. Технические условия.

39. **ГОСТ 20295-85.** Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия.

40. **ГОСТ 3845-75*.** Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением.

41. **ГОСТ 9.602-89. ЕСЗКС.** Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

42. **ГОСТ 21204-97.** Горелки газовые промышленные. Общие технические требования.

43. **ГОСТ 12997-84.** Изделия ГСП. Общие технические условия.

44. **ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ.** Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

15. **ГОСТ 14254-96.** Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

16. **ГОСТ 12.0.004-90. ССБТ.** Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

17. **ГОСТ Р50591-93.** Агрегаты тепловые газопотребляющие. Горелки газовые промышленные. Предельные нормы концентраций в продуктах сгорания.

18. **ГОСТ 29134-97.** Горелки газовые промышленные. Методы испытаний.

19. **ГОСТ 12.2.020-76. ССБТ.** Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация. Маркировка.

50. **ГОСТ 12.2.021-76. ССБТ.** Электрооборудование взрывозащищенное Порядок согласования технической документации, проведения испытаний, выдача заключений и свидетельств.

51. **РД 34.03.355-90.** Инструкция по обеспечению взрывобезопасности при проектировании и эксплуатации энергетических газотурбинных установок.— М.: СПО ОРГРЭС, 1991.

52. **РД БТ-39-0147171-003-88, ТУ-Газнефть.** Требования к установке датчиков стационарных газоанализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности.— Баку: 1988.

53. **РД 34.21.122.** Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.— М.: СПО Союзтехэнерго 1989.

РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами.— М.: Издво стандартов, 1982.

РД 34.35.101-88. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

Дополнение к РД 34.35.101-88.— М.: СПО ОРГРЭС, 1996.

Изменение № 1 к РД 34.35.101-88.— М.: СПО ОРГРЭС, 1997

56. **РД 34.03.201-97.** Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей.— М.: ЭНАС, 1997.
Изменение № 1/2000 к РД 34.03.201-97.— М.: ЗАО "Энергосервис", 2000.

57. **РД 34.20.501-95.** Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.— М.: СПО ОРГРЭС, 1996.

58. **РД 34.49.101-87.** Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.— М.: Информэнерго, 1987.

59. **РД 34.12.102-94.** Правила организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства.— М.: СПО ОРГРЭС, 1994.

60. **ВНТП-81.** Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций.— М.: Минэнерго СССР, 1981.

61. **РД 153-34.0-03.301-00.** Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.— М.: ЗАО "Энергетические технологии", 2000.

62. **НПБ-105-95.** Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.— М.: МВД РФ, 1995.

63. **ОНТП-51-1-85.** Магистральные трубопроводы. Ч. 1. Газопроводы.— М.: 1985.

64. **СН 527-80.** Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов *Ру* до 10 МПа.

65. **ОНД-86.** Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.— Л.: Госкомгидромет, 1986.

66. **ПУЭ-98.** Правила устройства электроустановок.— М.: Энергосервис, 1998.

67. **Циркуляр Ц-03-97 (т).** О защите газопроводов от повреждений на участке от ГРП до горелок котлов.— М.: СПО ОРГРЭС, 1997.

ПБ 12-368-00. Правила безопасности в газовом хозяйстве. — С.-Пб.: ЦОТПБСП, 2000.

РД 08-200-98. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: / Утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 09.04.98 № 24. — М.: 1998.

Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. — С.-Пб.: Фирма "Интеграл" Минприроды РФ, 1995.

Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых водогрейных котлов. — М.: ПИО ОБТ, 1997.

ПБ 10-115-96. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. — М.: ПИО ОБТ, 1996.

Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и пожароопасных объектах. — М.: ПИО ОБТ, 1984.

Правила технической безопасности магистральных газопроводов. — М.: Недра, 1989.

Правила технической эксплуатации и требования безопасности труда в газовом хозяйстве Российской Федерации. — М.: НПО ОБТ, 1995.

ППБ-01-93. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. — М.: ВНИИПО МВД России, 1998.

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. — М.: Энергоатомиздат, 1989.

Правила эксплуатации электроустановок потребителей. — М.: Энергоатомиздат, 1992.

Правила регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов: / Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 24.11.98 г. № 1371. - М.: ПИО ОБТ, 1998.

Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышлен-

ной безопасности на опасном производственном объекте: / Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 10.03.99 № 263. — М.: Промышленная безопасность, 1999.

81. **РД 34.03.350-98.** Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО "ЕЭС России" с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности. — М.: РАО "ЕЭС России", 1998.

82. **РД 03-294-99.** Положение о регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведении государственного реестра: / Утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 03.06.99 № 39 и зарегистрир. Минюстом России 05.07.99 № 1822. — М.: ПИО ОБТ, 1999.

83. **Положение** о расследовании и учете несчастных случаев на производстве: / Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 11.03.99 г. № 279. — М.: ПИО ОБТ, 1999.

84. **Положение** о порядке технического расследования причин аварий на опасных производственных объектах: / Утв. Госгортехнадзором России 08.06.99 и зарегистрир. Минюстом России 02.07.99 № 1819. — М.: ПИО ОБТ, 1999.

85. **Положение** о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России: / Утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 11.01.99 № 2 и зарегистрир. в Минюсте России 12.02.99 № 1706. — М.: ПИО ОБТ, 1999.

86. **Положение** о производственном контроле. — М.: Промышленная безопасность, 1999.

87. **Положение** о Федеральном горном и промышленном надзоре России. — М.: ПИО ОБТ, 1992.

88. **РД 12.10-98.** Положение о контроле за строящимися объектами. — М.: ПИО ОБТ, 1998.

89. **Положение** о порядке подготовки и проверки знаний нормативных документов по технической эксплуатации, ох-

ранс труда, промышленной и пожарной безопасности руководителей и специалистов энергетики: / Утв. РАО "ЕЭС России", соглас. с Госгортехнадзором России 28.09.99.— М., 1999.

РД 16.407-89. Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт: / Утв. Роскоммашем и АО "ЦКТБЭР", соглас. с Госгортехнадзором России 03.04.95.

РД 34.20.595-97. Рекомендации по проверке технического состояния стальных наружных и внутренних газопроводов систем газоснабжения тепловых электростанций, производных котельных и котельных теплосети. Общие требования. Методы оценки.— М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

РД 34.20.801-93. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем.— М.: СПО ОРГРЭС, 1993.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3
1.1. Сфера действия и порядок применения 3
1.2. Требования к должностным лицам и обслуживающему персоналу 5
2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО 8
2.1. Проектирование систем газоснабжения 8
2.1.1. Общие требования 8
2.1.2. Схемные решения систем газоснабжения 11
2.1.3. Газопроводы наружные и внутренние 15
2.1.4. Пункт подготовки газа 18
2.1.5. Требования к трубам, арматуре, приводам и другим устройствам систем газоснабжения 19
2.1.6. Дополнительные требования при размещении ТЭС в районах с сейсмичностью 8 баллов и более 23
2.1.7. Дополнительные требования при размещении ТЭС в районах вечномерзлых грунтов 23
2.1.8. Защита подземных газопроводов от электрохимической коррозии 24
2.1.9. Электроснабжение, электрооборудование, заземление и молниезащита 26
2.1.10. Отопление и вентиляция зданий и сооружений систем газоснабжения 27
2.1.11. Охрана природы 29
2.2. Строительство и приемка в эксплуатацию 30
3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА 33
3.1. Общие требования 33
3.2. Организация технического обслуживания и ремонта газового хозяйства 39
3.3. Наружные газопроводы и сооружения 43

3.4. Пункты подготовки газа 47
3.5. Внутренние газопроводы и газоиспользующие установки 50
3.6. Технологический контроль, сигнализация, автоматизация, защиты и блокировки 56
3.7. Электрохимическая защита газопроводов от коррозии 60
3.8. Взрывозащищенное электрооборудование, контрольно-измерительные приборы 61
4. Газоопасные работы 63
5. Локализация и ликвидация аварийных ситуаций 67
Заключение 69
Приложение 1. Перечень принятых сокращений 70
Приложение 2. Наименьшее расстояние от провода ВЛ до надземных и наземных трубопроводов и канатных дорог. 72
Приложение 3. Минимальное расстояние от объектов, расположенных на территории электростанций, до газопроводов систем газоснабжения ГТУ и ПГУ 73
Приложение 4. Перечень специализированных блоков комплектной поставки для систем газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭС. 74
Приложение 5. Минимальное расстояние от объектов ТЭС до здания ППГ. 75
Приложение 6. Рекомендуемые системы вентиляции для установок и помещений систем газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭС с давлением природного газа до 5,0 МПа. 76
Приложение 7. Периодичность обхода трасс подземных газопроводов с давлением природного газа более 1,2 МПа. ... 77
Приложение 8. Перечень документов. 78

gost.e-ecolog.ru