РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
"ЕЭС РОССИИ"

РУКОВОДЯЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С ДАВЛЕНИЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДО 5,0 МПа ДЛЯ ГТУ И ПГУ ТЭС

РД 34.30.106-95

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС
Москва 1996

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.438

Р А З Р А Б О Т А Н О институтом "Теплоэлектропроект", АО "Фирма ОРГРЭС", АО "РОСЭП" (быв.Сельэнергопроект), ВТИ, ВНИПИэнергопромом и Южниигилпрогазом (г.Донецк)

И·С П О Л Н И Т Е Л И Л.В.АЛАЕВА, В.П.БУШУЕВ, Н.И.ГРИБОВА, А.А.ЛЕЗИН, В.Ф.МАРКОВ, Д.С.НИКОНОВ, М.А.ПЛЕССЕР, Н.А.ТАРТАКОВСКАЯ, И.Л.ФАЙГЕНБОЙМ (ТЭП), А.Н.ПОПОВ (АО "Фирма ОРГРЭС"), Е.А.ЮМАТОВ (АО "РОСЭП"), Е.Н.ТОЛЧИНСКИЙ (ВТИ), В.Ф.КРАПИВИН (ВНИПИэнергопром), Б.Б.ШАТКОВСКИЙ (Южниипрогаз)

У Т В Е Р Ж Д Е Н О РАО "ЕЭС России" 24.08.95 г.

Первый вице-президент В.В.КУДРЯВЫЙ

Настоящие Руководящие указания разработаны по поручению *Департамента науки и техники* и являются собственностью РАО ЕЭС России. Учтены замечания и предложения научно-исследовательских и проектных организаций.

Окончательная редакция рассмотрена и согласована комиссией в следующем составе: председатель - В.В. Денисов (Департамент науки и техники), члены комиссии - Е.Н. Толчинский (ВТИ), А.Н. Попов (АО "Фирма ОРГРЭС"), В.П. Бушуев, И.Л. Файгенбойм (ТЭП), В.Ф. Крапивин, А.Я. Гольдберг (ВНИПИэнергопром), Е.А. Юматов (АО РОСЭП).

Перепечатка Руководящих указаний и применение их в других отраслях промышленности России, а также в странах ближнего зарубежья допускается исключительно с разрешения Собственника.

Руководящие указания по проектированию систем газоснабжения с давлением природного газа до 5,0 МПа для ГТУ и ПГУ ТЭС РД 34.30.106-95

Срок действия установлен
с 01.01.96 г.
до 01.01.2001 г.

Настоящие Руководящие указания разработаны в соответствии с СНиП 2.04.08-87.

Руководящие указания распространяются на проектирование систем газоснабжения с давлением природного газа до 5,0 МПа (50,0 кгс/см^2) для ГТУ и ПГУ ТЭС и являются основополагающим документом. Кроме этого следует руководствоваться документами, перечисленными в приложении 1.

С введением в действие данных Руководящих указаний утрачивают силу "Технические условия (типовые) на проектирование газопроводов давлением до 4,0 МПа (40,0 кгс/см ^{2}) для газотурбинных установок электростанций", утвержденные Минэнерго СССР 08.08.88 г.

1. Общие положения

1.1. Система газоснабжения в общем случае включает в себя следующие основные узлы или объекты:

подводящий газопровод (ПГП);

пункт подготовки газа (ППГ) включая дожимные компрессорные станции (ДКС);

наружные газопроводы;

блоки отключающей арматуры ГТУ;

- внутренние газопроводы.

Перечень принятых сокращений приведен в приложении 2.

1.1.1. Подводящий газопровод - это специальный газопровод - отвод к ТЭС от магистрального газопровода до согласованной границы снаружи ограды электростанции, не входящий в состав ее сооружений.

Расстояние от ПГП до зданий и сооружений в зоне основной промплощадки на участке не менее 100-150 м (в зависимости от диаметра) от ограды ТЭС следует принимать по настоящим Руководящим указаниям.

1.1.2. Пункт подготовки газа - объект, включающий в себя технические средства, с помощью которых параметры используемого газа поддерживаются на уровне, отвечающем техническим условиям на поставку или паспортным характеристикам ГТУ.

1.1.3. Наружные газопроводы - объект, включающий в себя участок газопровода от конечной точки ПГП до ППГ, собственно ППГ и участок газопровода от ППГ до зданий газопотребляющих установок.

1.1.4. Блоки отключающей арматуры ГТУ - узел, включающий в себя запорную, отсечную и продувочную арматуру на подводах к каждой ГТУ вне пределов поставки завода.

1.1.5. Внутренние газопроводы - газопроводы, расположенные внутри зданий газопотребляющих установок.

1.2. Подвод газа к газовым турбинам ТЭС осуществляется в соответствии с утвержденными техническими условиями на их поставку. Подключение любых других потребителей газа к газопроводам как в пределах главного корпуса, так и вне его не допускается.

1.3. На подводящем или наружном газопроводе 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 не менее 5 м от ограды.

1.4. Здания и помещения (укрытия), в которых располагается оборудование ППГ (ГРП, УСД, ДКС, ГТРС), а также блоки арматуры ГТУ относятся по взрывопожарной опасности к категории А, помещения ГТУ - к категории Г. Степень огнестойкости должна быть не ниже IIIа.

1.5. Требования к качеству газообразного топлива для ГТУ определяются ГОСТ 29328-92.

Дополнительные требования к подготовке газообразного топлива могут определяться техническими условиями на поставку газовых турбин.

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

2. Схемные решения систем газоснабжения

2.1. Схемными решениями систем газоснабжения ТЭС должно предусматриваться обеспечение топливом газопотребляющих установок с разным требуемым давлением газа: от 1,2 до 5,0 МПа для ГТУ и ПГУ и порядка 0,2 МПа для энергетических котлов на действующих электростанциях.

Схемы систем газоснабжения ТЭС от ГРС на магистральных газопроводах могут предусматриваться как совместные, так и раздельные при разных давлениях транспортируемого газа и для разных требуемых давлений газопотребляющих установок.

2.2. При выборе схемы газоснабжения за расчетное давление газа в ПГП принимается минимальное давление на границе ТЭС с учетом сезонных и суточных колебаний, но не ниже 0,2 МПа.

В зависимости от значения расчетного давления газа в ПГП возможны два принципиальных варианта схемы подачи газа к ГТУ ТЭС - с дожимающими компрессорами и без них.

При необходимости повышения давления газа в дожимающих компрессорах возможны также два варианта схем газоснабжения ГТУ ТЭС - от газодожимающих компрессоров, располагаемых в отдельном здании, и от газодожимающих компрессоров, располагаемых в машзале в непосредственной близости от ГТУ.

Во втором варианте газодожимающий компрессор размещается под защитным кожухом ГТУ, при этом в целях предотвращения взрывоопасной ситуации заводом - изготовителем ГТУ должны обеспечиваться вытяжная постоянно действующая вентиляция внутреннего пространства защитного кожуха ГТУ и автоматизированный контроль загазованности воздуха в нем.

2.3. Независимо от варианта принятой схемы газоснабжения требуемое стабильное давление газа перед стопорными клапанами

ГТУ обеспечивается в блоке регулирования давления газа, входящем в состав ППГ и включающем в себя необходимые устройства (ГРП, УСД, ДКС, ГТРС и т.п.), в соответствии с принятыми в проекте техническими решениями.

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

2.5. Подачу газа от магистральных газопроводов на ТЭС следует предусматривать, как правило, по одному трубопроводу без резерва. В случае отсутствия хозяйства жидкого топлива или эксплуатации энергетических установок в базовом режиме подача газа предусматривается по двум трубопроводам от двух независимых магистральных газопроводов.

2.6. На территории ТЭС следует предусматривать комплексный ППГ, включающий в себя в общем случае блоки очистки, подогрева, осушки, измерения расхода газа, регулирования давления газа, ДКС и др. Пункт подготовки газа следует, как правило, предусматривать общестанционным с поперечными связями.

Количество ППГ на ТЭС определяется соответствующим технико-экономическим расчетом.

2.7. Аппараты в каждой ступени очистки газа предусматриваются с 50%-ным резервом. На ППГ в блоке очистки газа должно предусматриваться [illegible]

2.8. 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 без размещения на нем запорной арматуры.

2.9. Технологическая схема блока регулирования давления газа должна выполняться с поперечными связями и содержать дополнительные защитные устройства (ПСК, ПЗК), обеспечивающие надежную работу оборудования системы газоснабжения при неисправности основных регулирующих клапанов. 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).

2.10. Технологическая схема ДКС может быть как общестанционной, так и блочной.

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

2.12. Для общестанционной компрессорной при суммарном расходе газа до 300 тыс.м^3/ч может сооружаться одна ДКС. При больших расходах газа должны сооружаться две ДКС и более.

При суммарном расходе газа до 50 тыс.м^3/ч количество дожимающих компрессоров должно быть не менее двух, один из которых резервный. В зависимости от режима работы ТЭС с ГТУ в энергосистеме при соответствующем обосновании допускается установка ремонтного компрессора в дополнение к резервному.

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

При блочной компрессорной независимо от расхода газа дожимающие компрессоры устанавливаются без резерва.

2.13. Падение давления газа перед ГТУ за время пуска резервного компрессора должно быть в пределах допустимого для ГТУ по техническим условиям завода-изготовителя.

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

Как правило, схемой ДКС должно предусматриваться автоматическое регулирование давления газа перед ГТУ.

2.14. На отводе газопровода к ГТУ по ходу газа должны быть установлены: два запорных устройства с ручным и электрифицированным приводом; фланцы для установки заглушки с приспособлением для их разжима и с токопроводящей перемычкой; штуцер для подвода продувочного агента; быстродействующий запорный клапан; расходомерное устройство; механические фильтры, предотвращающие попадание в газ перед ГТУ продуктов внутренней коррозии трубопроводов.

При блочной схеме запорное устройство с ручным приводом может не устанавливаться.

3. Газопроводы наружные и внутренние

3.1. Газопроводы должны отвечать всем техническим требованиям, предъявляемым действующими нормативными документами к конструкции, монтажу и контролю качества технологических трубопроводов группы Б 1 и П категорий (согласно классификации, принятой в проекте новой редакции Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов для горючих, токсичных и сжиженных газов.

3.2. 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 90^0.

3.3. 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 111а.

3.4. Наружный газопровод должен быть надземным, исключая участок его, [illegible]

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

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.

3.6. Газопроводы, прокладываемые по неглухим стенам зданий, должны располагаться на 0,5 м выше оконных и дверных проемов верхнего этажа и не пересекать ограждающих конструкций, предназначенных для сброса с мест закрепления в случае взрыва газовоздушной смеси внутри здания.

3.7. 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.

3.8. 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.

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

3.10. 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.

3.11. Распределительный газопровод должен располагаться вне помещений ГТУ в непосредственной близости к ним.

При размещении ГТУ в общем машзале на распределительном газопроводе на расстоянии не более 50 м от первого отвода к ГТУ устанавливается электрифицированное запорное устройство для отключения в аварийных ситуациях.

3.12. Дополнительные запорные устройства на газопроводах могут устанавливаться в местах, определяемых проектной организацией из условия возможности отключения любого агрегата, аппарата, участка газопровода от общей системы газоснабжения.

3.13. Высота свободного пространства между низом газопровода и поверхностью покрытия пешеходной или автомобильной дорог и должна быть соответственно не менее 2,2 или 4,5 м, а между низом газопровода и плоскостью головок рельсов железной дороги - не менее 5,55 м.

3.14. Расстояния от газопроводов до зданий и сооружений электростанции должны быть не менее указанных в табл.1.

Таблица 1

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	
5. Газгольдеры горючих газов и резервуары ГЖ, ЛВЖ, СУГ	15	-
6. Инженерные коммуникации (подземные):		
водопровод, бесканальная тепловая	3	2
каналы, в том числе		
тепловые сети	1,5	4
канализация	1,5	5
силовые кабели	[illegible]	[illegible]
7. Конвоиры инженерных коммуникаций	Вне габаритов опор, эстакады	10
8. Открытые трансформаторные подстанции и распределительные устройства	Согласно ПУЭ	
9. Производственные здания независимо от их категории взрывопожароопасности и степени огнестойкости	10	10

3.15. Надземный газопровод, пересекаемый ВЛ электропередачи, должен иметь защитное устройство, предотвращающее попадание на него электропроводов в случае их обрыва. Защитное

устройство должно быть из негорючих материалов и конструкций, как правило, металлическими, имеющим надежное заземление.

Провода ВЛ должны располагаться над газопроводами.

Расстояния от проводов ВЛ до защитного устройства газопровода определяются по пп.2.5.166 и 2.5.167 ПУЭ-85.

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

3.16. Конструкция и места установки устройств для дренажа и продувки определяются проектной организацией применительно к конкретной схеме газоснабжения электростанции исходя из обеспечения безопасного выполнения производственных операций по частичному или полному опорожнению и заполнению отдельных сосудов и трубопроводов в условиях функционирования системы газоснабжения, в частности, предотвращения образования взрывоопасных смесей газа с воздухом и исключения проведения огневых и слесарных работ, могущих инициировать воспламенение указанных смесей.

3.17. Продувочные и сбросные газы от предохранительных клапанов допускается выпускать через свечу, оголовок которой должен располагаться не менее чем на 1 м выше дефлектора здания, но не менее 5 м от земли, а если от оголовка свечи до светоаэрационного фонаря наиболее высокого соседнего здания меньше 20 м, то он должен располагаться не менее чем на 2 м выше фонаря указанного здания.

3.18. Сбросная свеча должна располагаться со стороны здания, противоположной воздухозаборным вентиляционным отверстиям. Расстояние от оголовка свечи до указанных отверстий и вообще до любых мест забора воздуха для приточной вентиляции должно быть не менее 10 м по горизонтали и 6 м по вертикали.

Оголовок свечи должен представлять собой устройство, исключающее попадание в нее атмосферных осадков и направление потока газа горизонтально или вниз.

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

Для подачи воздуха или инертного газа в местах газопроводной системы, определяемых проектной организацией, должны быть предусмотрены штуцера с запорными устройствами.

3.20. При ремонте надежное отключение от системы ее от-

дельных узлов, в частности топливоиспользующих агрегатов и компрессоров, должно обеспечиваться с помощью заглушек.

3.21. 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.

3.22. При прокладке газопровода вдоль стены расстояние (в свету) между трубой и стеной должно быть для труб диаметром более 500 мм не менее 500 мм; диаметром от 200 до 500 мм - не менее 300 мм и диаметром менее 200 мм - не менее 150 мм.

Проходы отводов от газовых коллекторов через стены должны выполняться в стальных футлярах. Внутренний диаметр футляра должен быть больше диаметра отвода газопровода не менее чем на 100 мм. Зазоры между газопроводом и футляром должны уплотняться просмоленной паклей и заполняться битумом.

3.23. Вводы газопроводов в здание должны предусматриваться непосредственно в помещение, где находятся газоиспользующие установки.

Не допускается прокладка газопроводов через другие помещения, а также пересечение газопроводами вентиляционных шахт, воздуховодов и дымоходов.

3.24. Внутренние газопроводы в помещениях должны прокладываться в местах, удобных для их обслуживания, осмотра и ремонта.

Запрещается прокладка газопроводов по подвалам, в каналах и коробах, а также в местах, где они могут быть повреждены или подвержены коррозии.

3.25. Расстояния между газопроводом и изолированным электропроводом или кабелем внутри здания при параллельной прокладке и в местах пересечения принимаются по ПУЭ-85.

Не допускается прокладка неизолированных (голых) токопроводов над газопроводами.

3.26. В целях безопасности блоки арматуры (запорной, отсечной, продувочной и др.) на подводе газа к каждой ГТУ должны располагаться в наружных обогреваемых укрытиях (шкафах), примыкающих непосредственно к зданию ГТУ. В этих же укрытиях должны располагаться механические фильтры, предотвращающие попадание в газ перед ГТУ продуктов внутренней коррозии трубоп-

роводов.

Трубопровод от фильтров до ГТУ должен выполняться из коррозионно-стойкой стали.

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

4. Пункт подготовки газа

4.1. Пункт подготовки газа должен в общем случае обеспечивать:

очистку газа от жидких и твердых частиц;

редуцирование и (или) компримирование газа;

подогрев газа;

осушку газа для пневоприводной арматуры;

измерение расхода газа.

Технические средства для осуществления указанных операций (фильтры, циклонные пылеуловители, ПЗК, регуляторы давления, ПСК, запорная арматура, контрольно-измерительные приборы и приборы для учета расхода газа, подогреватели и др.) следует использовать в виде специализированных блоков комплектной заводской поставки, перечисленных в табл. 2.

Таблица 2

Блок обработки газа	Способ размещения	Взрывопожарная характеристика места размещения		Примечание
		Категория помещения согласно НПБ-105-95	Класс зоны согласно ПУЭ-85	
1. Блок компримирования:				
компрессор	Закрытый	А	В-1а	
привод компрессора	Закрытый	Г	-	

2. Блок редуцирования	Закрытый	А	В-1а	
3. Блок очистки	Открытый	-	В-1г	
4. Блок осушки	Закрытый	А	В-1а	Осушка только газа для пневмоприводной арматуры
5. Блок подогрева	Закрытый	А	В-1а	Предусматривается при необходимости
6. Блок измерения расхода	Открытый	-	В-1г	В северных зонах узел измерительных диафрагм и приборов размещается в помещении

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

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

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

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 $м^3$.

4.5. Линии редуцирования и газопроводы на длине не менее 20 м после регулирующих клапанов следует проектировать с виброшумопоглощающей изоляцией.

4.6. Газ, подлежащий подаче на все газоиспользующие объ-

екты электростанции, как правило, не одорируется.

4.7. Размещение зданий (укрытий) и сооружений ППГ относительно других зданий и сооружений электростанции должно соответствовать нормам, указанным в табл. 3.

Таблица 3

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

менее 300	12
св.5000 до 10000 вкл.	30
св.3000 до 5000 вкл.	24
менее 3000	18

5. Требования к трубам, арматуре, приводам и другим материалам систем газоснабжения

5.1. Газопроводы, применяемые в системе газоснабжения ГТУ и ПГУ ТЭС, должны выполняться из стальных труб:

бесшовных горячедеформированных по ТУ 14-3-190-82, ТУ 14-3-460-75 (давлением до 6,4 МПа, диаметром до 426 мм); бесшовных холоднодеформированных и теплодеформированных по ГОСТ 8733-87 группы В с гарантией испытаний на загиб по п.1.10 ГОСТ 8733-87 (давлением до 1,6 МПа, диаметром до 45 мм);

электросварных прямошовных по ГОСТ 20295-85 (давлением до 2,5 МПа, диаметром 530, 720 и 820 мм), по ТУ 14-3-1698-90 (давлением до 2,5 МПа, диаметром 1020 и 1220 мм), по ГОСТ 10705-80 группы В, термообработанных, с гарантией испытаний на загиб по п.2.16 ГОСТ 10705-80 (давлением до 1,6 МПа, диаметром до 426 мм);

электросварных спиральношовных (только для прямых участков) по ТУ 14-3-808-78 (давлением до 2,5 МПа, диаметром от 530 до 820, 1020 и 1220 мм).

Допускается применение и других отечественных и импортных труб из спокойной углеродистой и низколегированной сталей, технические требования к которым должны быть не ниже указанных в НТД на вышеперечисленные трубы и в пп.13.5-13.17 СНиП 2.05.06-85.

Допустимость применения материалов иностранных марок в каждом конкретном случае должна быть подтверждена специализированной научно-исследовательской организацией.

5.2. Стальные трубы для газопроводов следует предусматривать из спокойных углеродистых сталей 10 и 20 по ГОСТ 1050-88, Ст3сп5 по ГОСТ 380-88 и низколегированных сталей 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 14ХГС и 09Г2С по ГОСТ 19281-89.

Марки углеродистых и низколегированных сталей должны выбираться в зависимости от рабочих параметров транспортируемого газа и расчетной температуры окружающего воздуха в районе строительства с учетом пп.13.8-13.12 СНиП 2.05.06-85.

5.3. Детали, блоки, сборочные единицы трубопроводов, опоры и подвески для газопроводов на давление до 4,0 МПа следует применять в соответствии с НТД Минтопэнерго РФ для трубопроводов тепловых электростанций на давление до 4,0 МПа.

Возможно применение фасонных деталей из вышеперечисленных труб и материалов согласно ГОСТ 17375-83, ГОСТ 17376-83, ГОСТ 17378-83 - ГОСТ 17380-83 в соответствии со СНиП 2.04.08-87.

Для газопроводов на давление более 4,0 МПа следует применять детали и сборочные единицы из углеродистых сталей на давление не менее 6,4 МПа.

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

5.4. Трубопроводы газа, элементы и оборудование газопроводов должны рассчитываться на рабочее давление транспортируемого газа.

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

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

5.7. 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.

5.8. Для газопроводов с толщиной стенки выше 5 мм, прокладываемых на участках переходов через железные и автомобильные дороги, водные и другие естественные и искусственные преграды, а также для надземных газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха ниже минус 10^0С, значение ударной вязкости металла труб и сварных соединений должно быть не ниже 29 Дж/см^2 при расчетной температу-

ре наружного воздуха в районе строительства.

5.9 На всех газопроводах должна применяться только стальная арматура. На вспомогательных линиях допускается применять арматуру из ковкого и серого чугуна общего назначения и из цветных металлов.

Рекомендуется применение бесфланцевой (приварной) арматуры.

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

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

Запорная арматура с электроприводом должна иметь также и ручное управление.

5.11. Электроприводы к арматуре должны применяться в соответствии с ПУЭ-85 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.

6. Требования для особых природных и климатических условий

6.1. Районы с сейсмичностью 8 баллов и более

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

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

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

6.1.4. Прокладка газопроводов по стенам несейсмостойких зданий не допускается.

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

6.1.6. Ввод газопровода в производственные здания должен быть подземным или туннельным на участке протяженностью не менее 0,8 высоты здания.

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

6.1.8. Должны учитываться требования СНиП II-7-81*.

6.2. Районы вечномерзлых грунтов

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

6.2.2. 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.

6.2.3. Противокоррозионная защита газопровода, температура стенок и грунта вокруг которого в процессе эксплуатации ниже минус 5^0С, не требуется.

В остальных случаях защита должна предусматриваться в соответствии со СНиП 2.05.6-85 и настоящими Руководящими указаниями.

7. Защита подземных газопроводов от электрохимической коррозии

7.1. 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.

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

7.3. Объем и содержание проектно-сметной документации по защите газопроводов от электрохимической коррозии определяются стадией проектирования в зависимости от коррозионных условий в

районе проектируемой ТЭС.

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

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

7.6. 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.

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

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

7.9. Для обеспечения возможности регулировки наложенных потенциалов на защищаемых сооружениях подключения отводящих трубопроводов к магистральным газопроводам и к ППГ должны выполняться через изолирующие фланцевые соединения.

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

7.11. 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.

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

8. Технологический контроль, сигнализация, защиты и блокировки (РПНА; ДСТ III)

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

8.2. Выполнение блокировок и защит на останов энергетических установок или перевод их на работу с пониженной нагрузкой должно осуществляться в соответствии с техническими условиями на поставку ГТУ.

8.3. При разработке блока отсечной арматуры ГТУ следует учитывать, что управление арматурой должно осуществляться от системы управления ГТУ.

8.4. При разработке проекта технологического контроля. сигнализации, защит и блокировок систем газоснабжения ГТУ и ПГУ в дополнение к настоящим Руководящим указаниям следует руководствоваться требованиями соотаетствующих разделов РД 34.35.101-88 и РД 34.03.355-90.

8.5. В системе газоснабжения контролируется:

общий расход газа на ТЭС;

расход газа на каждую ГТУ или ПГУ;

давление газа на входе в ППГ;

температура газа на входе в ППГ;

перепад давления газа на каждом фильтре;

давление газа на входе в УСД и выходе из него;

давление газа на выходе из каждой редуцирующей нитки УСД;

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

положение электрифицированных задвижек и регулирующих клапанов;

уровень жидкости в аппаратах блоков очистки газа;

загазованность воздуха в помещениях ППГ;

давление и температура газа перед стопорными клапанами ГТУ или ПГУ;

температура газа на выходе из последней ступени компрессора;

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

температура и давление масла в системе маслообеспечения дожимных компрессоров;

температура и давление охлаждающей жидкости на входе в систему охлаждения газа и выходе из нее;

мощность, потребляемая дожимными компрессорами.

8.6. В системе газоснабжения предусматривается технологическая сигнализация:

повышения и понижения давления газа перед блоком очистки;

повышения и понижения давления газа до и после ППГ;

повышения и понижения давления газа в газопроводе перед стопорным клапаном ГТУ;

повышения концентрации загазованности воздуха в помещениях ППГ и ГТУ;

включения аварийной вентиляции при достижении концентрации загазованности воздуха в помещениях ППГ 10% НКПРП;

повышения температуры охлаждающей воды и масла на каждом дожимном компрессоре;

повышения температуры газа после дожимного компрессора;

повышения уровня жидкости в аппаратах блоков очистки газа;

срабатывания системы автоматического пожаротушения в помещениях ППГ.

8.7. В системе 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.

8.8. В системе газоснабжения предусматриваются технологические блокировки:

включение резервной нитки редуцирования (поставленной на АВР) в случае понижения давления газа на выходе из блока реду-

цирования ниже установленного значения;

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

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

9. Электроснабжение, электрооборудование, заземление молниезащита

9.1. Электроприемники ППГ, кроме дожимных компрессоров, относятся к 1 категории надежности электроснабжения.

9.2. Выбор взрывозащищенного электрического и механического оборудования должен производиться исходя из того, что по классификации ГОСТ 12.1.011-78* смесь природного газа с воздухом относится к взрывоопасной смеси IIA-T1.

9.3. В соответствии с ПУЭ-85 помещения, в которых расположено оборудование систем газоснабжения, 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.

9.4. Во взрывоопасных зонах должны устанавливаться электрические машины, искрящие аппараты и приборы в исполнении "повышенной надежности против взрыва"; неискрящие аппараты и приборы - без степени взрывозащиты.

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.

9.5. 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".

9.6. 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.

9.7. Зануление или заземление электрооборудования установок переменного и постоянного тока должно выполняться в соответствии с ПУЭ-85.

9.8. Устройство молниезащиты ППГ должно соответствовать требованиям инструкции РД 34.21.122-87, в которой здания, сооружения и наружные установки, находящиеся в зонах классов В-1а и В-1г, относятся ко II категории молниезащиты. Для них должна быть предусмотрена защита от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала.

Защита от статического электричества должна выполняться в соответствии с РД 34.21.122-87.

9.9. 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, боксов) ППГ.

10. Требования к обеспечению взрывопожаробезопасности

10.1. Категории зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности следует определять в соответствии с "Перечнем помещений и зданий энергетических объектов Минэнерго СССР с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности N 8002 ТМ-Т1".

При наличии на газотурбинной электростанции зданий, помещений и оборудования, не указанных в Перечне N 8002 ТМ-Т1, их категория определяется по методике, изложенной в НПБ-105-95.

10.2. Для обеспечения взрывобезопасности системы газоснабжения и ГТУ необходимо контролировать: давление газа перед стопорным клапаном и в трубопроводе за регулирующим клапаном постоянно показывающими приборами по месту и на БЩУ; концентрацию газа в застойных зонах машзала и в помещениях, непосредственно прилегающих к газопроводам, в которых возможно скопление газа.

10,3. Контроль содержания газа в воздухе застойных зон должен осуществляться автоматическими сигнализаторами, установленными на МЩУ, с выводами сигнализации опасной концентрации (более 10% НКПРП) на БЩУ и ГЩУ.

10.4. Концентрация газа в воздухе помещений, непосредственно примыкающих к газопроводам, должна контролироваться по утвержденному главным инженером ТЭС графику переносными газоиндикаторами во взрывозащищенном исполнении, а при их отсутствии - путем отбора проб воздуха из помещений и их последующего анализа.

10.5. Для обеспечения взрывопожаробезопасности система газоснабжения и ГТУ должны быть оснащены светозвуковой сигнализацией, выведенной на БЩУ и ГЩУ и сигнализирующей о повышении и понижении давления газа перед стопорным клапаном относительно заданных значений и о повышении концентрации газа в воздухе более 10% НКПРП.

10.6. Для предотвращения взрывоопасных ситуаций система газоснабжения и ГТУ должны быть оснащены необходимыми автоматическими защитами и блокировками (в соответствии с разд.8 настоящих Руководящих указаний).

10.7. Здания или пристройки к зданиям, в которых располагаются производства категории А, должны быть одноэтажными, не ниже IIIа степени огнестойкости, с покрытием (совмещенной кровлей) легкой конструкции массой 1 $м^2$ не более 70 кг (при условии уборки с них снега) и с полами из несгораемых материалов, не дающих искру при ударе. Двери помещений должны открываться наружу.

Применение покрытий из конструкций массой 1 $м^2$ более 70 кг допускается при устройстве оконных проемов, световых фонарей или отдельных легкосбрасываемых панелей общей площадью не менее 500 $см^2$ на каждый кубический метр внутреннего объема

здания (помещения).

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

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

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

10.10. Устройства автоматики должны быть защищены от воздействия колебаний напряжения питания. Кроме того, эти устройства и их сигнальные цепи должны быть защищены от воздействия индустриальных помех.

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

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

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

10.13. Для зданий и помещений, отнесенных к категории взрывопожароопасных, следует предусматривать защитные мероприятия от воздействия огня в соответствии с требованиями действующей общегосударственной и ведомственной НТД.

11. Отопление и вентиляция зданий и сооружений систем газоснабжения

11.1. Системы отопления и вентиляции помещений в зданиях и сооружениях газоснабжения, а также главного корпуса с ГТУ, работающими на природном газе, следует проектировать в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91, ГОСТ 12.4.021-75, ПУЭ-85 и настоящих Руководящих указаний.

11.2. 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 5^0С при

пребывании работающих не более 15 мин и не ниже 10^0С при пребывании работающих не более 2 ч);

в теплый период года - не выше максимального значения, указанного в паспорте завода-изготовителя (не более 40^0С при пребывании работающих не более 15 мин).

11.3, Для производственных помещений категории А следует предусматривать воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. Допускается применение систем водяного отопления с температурой теплоносителя не выше 110^0С и с местными отопительными приборами с гладкой поверхностью. Электрическое отопление допускается проектировать с электроприборами во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями ПУЭ-85, предъявляемыми к помещениям класса В-1а.

11.4. 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.

11.5. В помещениях газоснабжения следует предусматривать общеобменную вентиляцию с естественным побуждением и размеры не менее трехкратного воздухообмена в 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 табл. 4.

Таблица 4

Установка, помещение которой оборудуется системой вентиляции (по блокам)	Назначение системы вентиляции				
	Местный отсос, аварийная вентиляция	Общеобменная			
		Вытяжная		Приточная	
		Период года			
		Холодный	Теплый	Холодный	Теплый
1. Блок компримиро-					

вания: помещение поршневых газомоторных компрессоров	АМ	Е	М	М	Е или М
помещение центробежных компрессоров	АМ	Е	Е	М	Е
помещение газотурбинных двигателей	О	Е	Е	М	М и Е
помещение электродвигателей	-	Е	Е	М	М и Е
2. Блок редуцирования давления	-	Е	Е	Е	Е
3. Блок очистки	-	Е	Е	Е	Е
4. Блок осушки	-	Е	Е	Е	Е
5. Блок подогрева	-	Е	Е	Е	Е
6. Блок измерения расхода	-	Е	Е	Е	Е

Примечание. А - аварийная; Е - естественная;
М - механическая; О - местный отсос

11.6. В помещениях главного корпуса с установкой ГТУ следует предусматривать общеобменную приточно-вытяжную вентиляцию с механическим или естественным побуждением в зависимости от принятой схемы вентиляции, но не менее трехкратного воздухообмена в 1 ч в пределах ячейки каждого энергетического блока. При этом система организации воздухоообмена 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.

11.7. При выполнении аварийной вентиляции для помещений, в которых возможно внезапное поступление больших 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 срабатывании установленных в помещениях газоанализаторов на 10% НКПРП.

12. Охрана природы

12.1. Проектом должна быть дана оценка воздействия систе-

мы 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 (Приказ Минприроды РФ от 18.07.94 N 222).

12.2. Расчеты СЗЗ и ПДВ должны вестись на основе данных о постоянных выбросах продуктов сгорания природного газа из дымовых труб ГТУ - приводов компрессоров в блоке компримирования газа и периодических (эпизодических) выбросах природного газа из свечи рассеивания блока редуцирования при срабатывании предохранительных клапанов.

12.3. 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.

12.4. Поскольку основная масса загрязнителей воздуха от газотурбинной электростанции содержится в выбросах энергетических ГТУ, целесообразно выбросы от приводов компрессоров блока компримирования ППГ суммировать с ними, а по ППГ учесть только выбросы метана.

12.5. 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 частности) являются основанием для назначения СЗЗ.

12.6. Еще одним фактором, определяющим границы СЗЗ, является шумовое воздействие на окружающую среду от редукционных и предохранительных клапанов, компрессоров и других источников шума.

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

Приложение 1
Справочное

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ

1. СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов.
2. СНиП 2.07.01-89. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений.
3. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы.
4. СНиП II-89-80*. Генеральные планы промышленных предприятий.
5. СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение.
6. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы.
7. СНиП II-7-81*. Строительство в сейсмических районах.
8. СНиП 2.09.02-85*. Производственные здания.
9. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
10. СНиП 2.04.01-84. Пожарная автоматика зданий и сооружений.
11. СНиП 2.04.02-84. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
12. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.
13. СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий.
14. СНиП II-12-77. Защита от шума.
15. ГОСТ 12.4.021-75. Системы вентиляционные. Общие требования.
16. ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.
17. ГОСТ 12.1.011-78*. Смеси взрывоопасные.
18. ГОСТ 17433-80*. Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности.
19. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
20. ГОСТ 12.2.007.0-75*. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
21. ГОСТ 21130-75. Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкции и размеры.
22. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.
23. ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки.
24. ГОСТ 9544-93. Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов.
25. РД 34.03.355-90. Инструкция по обеспечению взрывобезопасности при проектировании и эксплуатации энергетических газотурбинных установок.- М.: СПО ОРГРЭС, 1991.
26. РД ВТ-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.
27. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.- М.:, 1989.

28. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами.- М.: Изд-во стандартов, 1982.
29. РД 34.35.101-88. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях.
30. ВНТП-81. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций.- М.: Минэнерго СССР, 1981.
31. НПБ-105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.- М.: МВД РФ, 1995.
32. ОНТП-51-1-85. Магистральные трубопроводы. Ч.1. Газопроводы.- М.: 1985.
33. СН 527-80. Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа.
34. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, - Л.: Госкомгидромет. 1986.
35. ПУЭ-85. Правила устройства электроустановок. Изд.6-е, перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1985.
36. Ц-03-88 (т) от 13.05.88 г. Циркуляр о защите газопроводов от повреждений на участке от ГРС до горелок котла.- М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.
37. Правила безопасности в газовом хозяйстве.- М.: НПО ОБТ, 1992.
38. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.- М.: НПО ОБТ, 1992.
39. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. С.-Пб.: Фирма "Интеграл" Минприроды РФ, 1995.

Приложение 2
Справочное

Перечень принятых сокращений

АВР	- автоматический ввод резерва
БЩУ	- блочный щит управления
ВЛ	- высоковольтная линия (электропередачи)
ГЖ	- горячая жидкость
ГРП	- газорегуляторный пункт
ГРС	- газораспределительная станция
ГТРС	- газотурбинная редукционная станция
ГТУ	- газотурбинная установка
ГЩУ	- главный щит управления
ДВК	- довзрывоопасная концентрация
ДКС	- дожимная компрессорная станция
ЛВЖ	- легковоспламеняющаяся жидкость
МЩУ	- местный щит управления
НКПРП	- нижний концентрационный предел распространения пламени
НТД	- нормативно-техническая документация
ОБУВ	- ориентировочный безопасный уровень воздействия
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
СЗЗ	- санитарно-защитная зона
СУГ	- сжиженный углеводородный газ
ТЭС	- тепловая электростанция
УЗК	- ультразвуковой контроль
УСД	- узел стабилизации давления
ЦЩУ	- центральный щит управления
ЭХЗ	- электрохимическая защита (от коррозии)

С О Д Е Р Ж А Н И Е

1. Общие положения..... 4

2. Схемные решения систем газоснабжения..... 5

3. Газопроводы наружные и внутренние..... 8

4. Пункт подготовки газа.....13

5. Требования к трубам, арматуре, приводам и другим материалам систем газоснабжения.....16

6. Требования для особых природных и климатических условий.....18

7. Защита подземных газопроводов от электрохимической коррозии.....19

8. Технические средства контроля, сигнализации, защиты и блокировки (кроме, АСУ ТП).....21

9. Электроснабжение, электрооборудование, заземление, молниезащита.....23

10. Требования к обеспечению взрывопожаробезопасности...24

11. Отопление и вентиляция зданий и сооружений систем газоснабжения.....26

12. Охрана природы.....28

Приложение 1. Перечень документов.....30

Приложение 2. Перечень принятых сокращений.....32

gost.e-ecolog.ru