Издательство «Газовый клуб»
Посвящается моим друзьям и коллегам.

Автор выражает благодарность главному специалисту ООО «ПКБ «Теплоэнергетика» (Санкт-Петербург) Коган Алле Григорьевне за оказанную помощь в составлении справочника и предоставлении материалов и Советнику Государственной гражданской службы Российской Федерации 1 класса Лащенко Татьяне Николаевне за советы и пожелания.

За добрые и правильные советы и замечания автор выражает глубокую благодарность рецензентам:

- Доктору Технических наук, заместителю директора ОАО «ВНИИ торфяной промышленности» Михайлову Александру Викторовичу,
- Техническому директору компании «Хортэк-Центр» Попову Ивану Сергеевичу.

Особую признательность автор выражает спонсорам, оказавшим помощь в издании справочника:

- ООО «Балткотломаш»;
- ООО «Будерус»;
- ООО «Бюро Виссман»;
- ООО «Северная компания»;
- ЗАО «Синто»;
- ЗАО «Хортэк-Центр»;
- ООО «Энергострой»;
- НП «Газовый клуб».

Главный редактор Ю. Л. Шенявский

Рекомендовано к изданию Техническим советом Газового клуба.

© Палей Е. Л.
© Газовый клуб

Содержание

1. Предисловие 4
2. Перечень нормативных документов 6
3. Термины и определения 14
4. Компоновка, размещение оборудования, общестроительные вопросы 17
5. Топливо 29
   - 5.1. Твердое топливо 30
   - 5.2. Жидкое топливо 31
   - 5.3. Газообразное топливо 36
6. Тепловые схемы котельных 46
7. Оборудование, трубопроводы и арматура 49
   - 7.1. Котлы 49
   - 7.2. Горелочные устройства 56
   - 7.3. Насосы 58
   - 7.4. Теплообменное оборудование 62
   - 7.5. Химводоподготовка и водно-химический режим 64
   - 7.6. Сосуды под давлением Расширительные баки 71
   - 7.7. Дымовые трубы и газоходы 72
   - 7.8. Запорная арматура 75
   - 7.9. Регулирующая арматура 76
   - 7.10. Предохранительные клапаны 77
   - 7.11. Трубопроводы котельной и тепловая изоляция 80
8. Электроснабжение 86
9. Автоматизация 90
10. Некоторые особенности проектирования крышных котельных 99
11. Некоторые особенности проектирования паровых котельных 103
12. Список примененных сокращений 104
13. Приложения 105
    - 13.1. Таблицы пересчета физических величин 105
    - 13.2. Характеристика мазута и других жидких топлив 111
    - 13.3. Средний состав природного газа 113
    - 13.4. Теплотехническая характеристика горючих газов 114
    - 13.5. Теплотехническая характеристика твердого топлива 115

1. ПРЕДИСЛОВИЕ

Во время чтения лекций по «Вопросам проектирования систем теплогазоснабжения и котельных» у слушателей возникают самые удивительные вопросы.

Например: «Почему в современных котельных нет дымососов?», «Почему нужно снижать солесодержание воды для водогрейных котлов?», «Почему и когда в котельных нужно ставить экономайзеры?», «Зачем нужны деаэраторы для паровой котельной?», «Можно ли ставить котельную на отм 85 м?» и другие.

С чем связана такая ситуация? В учебных институтах нет курса проектирования. Современные условия экономического развития привели к крушению практически всех крупных проектных институтов. При этом проектные подразделения созданы в целом ряде монтажных организаций. Опыт проектирования, накопленный годами в проектных институтах, оказался практически потерянным. Современные молодые проектировщики плохо знают, а зачастую просто не умеют работать с нормативной литературой.

Необходимость сохранения преемственности поколений и передачи лучшего и передового, что накоплено российскими специалистами в области теплофикации, а также желание оказать помощь в работе с нормативной литературой, и послужили толчком написать данную книгу.

Многие значения величин, приведенные в настоящей работе, получены не расчетным, а эмпирическим путем.

Данная книга является дополнением изданного в 2006 г в библиотеке Газового клуба «Справочно-практического пособия. Проектирование котельных в секторе ЖКХ».

Книга написана в виде вопросов и ответов на них, со ссылкой на конкретные нормативные документы. Наряду с конкретными требованиями в ней также даны некоторые рекомендации и пояснения, связанные с проектированием современных котельных



Данная книга должна рассматриваться читателями как пособие и помощник при работе с нормативными документами. Поскольку помогает ответить на один из главных вопросов: «А где это написано?».

При этом необходимо помнить, что нормативные документы устаревают и меняются, поэтому читатель обязан при использовании того или иного нормативного документа, приведенного в книге, удостовериться в его действии.

Автор надеется, что настоящее справочное пособие будет интересно как студентам вузов, так и действующим инженерам, включая специалистов надзорных органов.

Замечания и пожелания по книге с благодарностью будут приняты автором на его почтовом ящике, EFIMPALEY@MAIL.RU.

2. ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

В настоящей главе приведен перечень нормативных документов, связанных с разработкой проектной документации, требованиями по монтажу и эксплуатации котельных, действующий на момент написания настоящего справочного пособия.

В 2008-2009 гг. в России начат активный процесс отмены старых нормативов и внедрение новых, поэтому читателю рекомендуется при пользовании указанным перечнем обязательно уточнять действующие документы.

2.1. Градостроительный кодекс РФ №190-ФЗ от 29.11.2004г. с дополнениями.

2.2. Постановление Правительства РФ «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» № 87 от 18.02.2008г.

2.3.	СП 41-104-2000	Проектирование автономных источников теплоснабжения.
2.4.	СНиП II-35-76	Котельные установки. Нормы проектирования с изменением № 1
2.5.	СНиП 41-02-2003	Тепловые сети. Нормы проектирования.
2.6.	СНиП 2.04.02-84*	Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
2.7.	СНиП 23-01-99	Строительная климатология и геофизика.
2.8.	СНиП 31-03-2001	Производственные здания.

2.9.	СНиП 2.04.01-85*	Внутренний водопровод и канализация зданий.
2.10.	СНиП 2.04.05-91*	Отопление, вентиляция и кондиционирование.
2.11.	СНиП 21-01-97	Пожарная безопасность зданий и сооружений.
2.12.	СНиП 42-01-2002	Газораспределительные системы.

2.13. Нормы технологического проектирования. Проектирование осветительных электроустановок промышленных предприятий. Внутреннее освещение.

Нормы технологического проектирования. Проектирование силовых электроустановок промышленных предприятий.

2.14.	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03	Новая редакция. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
2.15.	СНиП 12-01-2004	Организация строительства (Приемка и ввод в эксплуатацию законченных строительством объектов).

2.16. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара до 0,07 МПа, водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 115°С с изменениями №1, 2, 3. РОССКОММУНЭНЕРГО, утв. Минстроем РФ 28.08.92 № 205

2.17.	ПБ 03-445-02	Правила безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных труб, утв. постановлением Госгортехнадзора от 03.12.01 г. № 56.



2.18.	ПБ 12-529-03	Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления, утв. постановлением Госгортехнадзора от 18.03.03 г. № 9
2.19.	ПБ 10-573-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, утв. постановлением Госгортехнадзора от 11.06.03 г. № 90.
2.20.	ПБ 10-573-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, утв. постановлением Госгортехнадзора от 11.06.03 г. № 90.
2.21.	ПБ 10-574-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, утв. постановлением Госгортехнадзора от 11.06.03 г. № 88.
2.22.	ПБ 10-576-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов работающих под давлением, утв. постановлением Госгортехнадзора от 11.06.03 г. № 91.
2.23.	ПБ 10-585-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, утв. постановлением Госгортехнадзора от 10.06.03 г. № 80.
2.24.	ПБ-09-609-03	Правила безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы, утв. постановлением Госгортехнадзора от 27.05.03 г. № 40.

2.25. Правила пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в РФ. Утв. Постановлением Правительства РФ от 17.05.02 г.

2.26. ПУЭ Правила устройства электроустановок, 6 и 7 редакции.

2.27.	ППБ-01-03	Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.
2.28.	ПТЭ ТЭ	Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. Утв. Постановлением Правительства РФ от 17.05.02 г.
2.29.	ГОСТ 5542-87	Газы горючие природные для промышленного и коммунального назначения. Технические условия.
2.30.	ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ.	Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
2.31.	ГОСТ 14202-69	Трубопроводы промпредприятий. Опознавательная окраска
2.32.	ОСТ 21.609-83 СПДС.	Газоснабжение. Внутренние устройства. Рабочие чертежи.
2.33.	НПБ 105-03	Определение категорий зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности.
2.34.	РД 12-341-00	Инструкция по контролю за содержанием окиси углерода в помещениях котельных.
2.35.	ПР 50.2.019-03	Количество природного газа. Методика выполнения измерений при помощи турбинных и ротационных счетчиков.
2.36.	СП 42-101-2003	Свод правил. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.
2.37.	СП 42-102-2004	Свод правил. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб.
2.38.	СП 42-104-2003	Свод правил по применению запорной арматуры для строительства систем газоснабжения.

2.39.	СП 2.2.1 1312-03	Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий.
2.40.	СП 31-106-2002	Свод правил. Проектирование и строительство инженерных систем одноквартирных жилых домов.
2.41.	СП 11-107-98	Порядок разработки и состав раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» проектов строительства.
2.42.	СПДС	Система проектной документации для строительства.
2.43.	ГОСТ 21 101-97	Основные требования к проектной и рабочей документации.

2.44. Территориальные (местные) строительные нормы (ТСН) и инструкции по теплоснабжению.

2.45. Официальные термины и определения в строительстве, архитектуре и жилищно-коммунальном комплексе Госстрой России.

Необходимо отметить, что в ближайшее время должны вступить в силу несколько новых технических регламентов и изменение к СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы».

В связи с чем, в книге дается краткая информация о данных документах:

Постановлением Правительства РФ от 15 сентября 2009 года № 753-ФЗ утвержден **«Технический регламент безопасности машин и оборудования».**

Действие технического регламента распространяется на машины и оборудование, применяемые на опасных производственных объектах, а также на процессы их эксплуатации и утилизации в части, не противоречащей требованиям по обеспечению промышленной безопасности.

Регламент вступает в силу с сентября 2010 г.

Постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2009 года N 384-ФЗ утвержден **«Технический регламент безопасности зданий и сооружений».**

Объектом технического регулирования в настоящем Федеральном законе являются здания и сооружения любого назначения (в том числе входящие в их состав сети инженерно-технического обеспечения и системы инженерно-технического обеспечения), а также связанные со зданиями и с сооружениями процессы проектирования (включая изыскания), строительства, монтажа, наладки, эксплуатации и утилизации (сноса).

Федеральный закон устанавливает минимально необходимые требования к зданиям и сооружениям (в том числе к входящим в их состав сетям инженерно-технического обеспечения и системам инженерно-технического обеспечения), а также к связанным со зданиями и с сооружениями процессам проектирования (включая изыскания), строительства, монтажа, наладки, эксплуатации и утилизации (сноса), в том числе требования:

1) механической безопасности;
2) пожарной безопасности;
3) безопасности при опасных природных процессах и явлениях и (или) техногенных воздействиях;
4) безопасных для здоровья человека условий проживания и пребывания в зданиях и сооружениях;
5) безопасности для пользователей зданиями и сооружениями;
6) доступности зданий и сооружений для инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения;
7) энергетической эффективности зданий и сооружений;
8) безопасного уровня воздействия зданий и сооружений на окружающую среду.

Регламент вступает в силу с декабря 2010 г.

Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2010 г. N 86-ФЗ утвержден **«Технический регламент безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».**

Настоящий технический регламент устанавливает

- группу оборудования для работы во взрывоопасных средах;
- классификацию взрывоопасных зон.



- уровень защиты от взрыва оборудования для работы во взрывоопасных средах (уровень взрывозащиты оборудования), виды его взрывозащиты;
- требования к оборудованию для работы во взрывоопасных средах с учетом опасности причинения вреда, выполнение которых обеспечивает безопасность его применения во взрывоопасных средах;
- процедуру оценки соответствия.

Регламент вступает в силу с декабря 2010 г.

Постановлением Правительства РФ от 11 февраля 2010 г. № 65-ФЗ утвержден **«Технический регламент безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе».**

Настоящий технический регламент устанавливает обязательные для исполнения и применения требования безопасности и энергетической эффективности аппаратов, работающих на газообразном топливе (далее — газоиспользующее оборудование), правила идентификации газоиспользующего оборудования, правила и формы оценки его соответствия требованиям настоящего технического регламента, требования к упаковке, маркировке и эксплуатационной документации.

Регламент вступает в силу с декабря 2010 г.

Изменения к СНиП в первую очередь касаются наружных работ и разрешения на установку подземных ШРП. Кроме того, в практически во всех ШРП отменяются байпасные линии и заменяются на вторую нитку редуцирования и др. вопросы.

ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМОЙ СПРАВОЧНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

- К.Ф. Родатис, А.Н. Полтарецкий. Справочник по котельным установкам малой производительности. – Энергоатомиздат, 1989 г.
- А.А.Данилов, П.И. Синицин, В. Н. Пономарцев. Газоснабжение предприятий: Справочное пособие. – Гидрометиоиздат, 2001 г.
- З.Ф.Панюшева. Технический контроль работы газифицированных котельных. – ООО «Пако», 1994 г.
- Библиотека Газового клуба – Газовое хозяйство. 100 вопросов: Пособие для руководящих работников и специалистов в вопросах и ответах. 2002 г.
- Библиотека Газового клуба – Котлы: Справочник. – 2003.
- Библиотека Газового клуба – Палей Е. Л. – Проектирование котельных в секторе ЖКХ: Справочно практическое пособие. – 2006.
- Теплоэнергетика и теплотехника: Теплотехнический справочник МЭИ 1999-2007 гг.
- О.В. Лифшиц. Справочник по водоподготовке котельных установок.– Энергия, 1976.
- Промышленное газовое оборудование: Справочник НИЦ ПГО «Газовик». – 2003.
- Аэродинамический расчет котельных установок. Нормативный метод.– Энергия, 1977.
- Условные графические обозначения в проектах отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и теплохолодоснабжения. – АВОК, 2003.
- Инструкции заводов-изготовителей и технические данные по оборудованию.

3. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

3.1. Цоколь, Цокольный этаж — Этаж цокольный —

этаж при отметке пола помещений ниже планировочной отметки земли на высоту не более половины высоты помещений **(СНиП 2.08.01-89, СНиП 2.08.02-89, СНиП 31-03-01).**

3.2. Этаж технический —

этаж для размещения инженерного оборудования и прокладки коммуникаций. Может быть расположен в нижней (техническое подполье), верхней (технический чердак) или в средней части здания. **(СНиП 2.08.01-89, СНиП 2.08.02-89, СНиП 31-03-01).**

3.3. Подвал — Этаж подвальный —

этаж при отметке пола помещений ниже планировочной отметки земли более чем на половину высоты помещений **(СНиП 2.08.01-89, СНиП 2.08.02-89, СНиП 31-03-01).**

3.4. Котел —

согласно ГОСТ 23172-78, котлом называется конструктивно объединенный в одно целое комплекс устройств, служащих для получения пара или нагревания воды под давлением за счет тепловой энергии, выделяемой от сжигания топлива в собственной топке, при протекании технологического процесса, или путем преобразования электрической энергии.

3.5. Газифицированная котельная —

помещение, где размещено один или несколько котлов суммарной тепловой мощностью 360 кВт и более, работающих на газообразном топливе **(ПБ 10-574-03 п.1).**

Котельная — здание или помещения (встроенные, пристроенные, размещенные на крыше зданий) с котлами или теплогенераторами (не менее 2-х) и вспомогательным технологическим оборудованием, предназначен-

ным для получения энергоносителей... в целях теплоснабжения или выработки продукции. (Правила пользования газом_2002г., пункт 1 Д.).

Котельная – комплекс зданий и сооружений, здание или помещение с котлом (теплогенератором) и вспомогательным технологическим оборудованием, предназначенным для выработки теплоты в целях теплоснабжения (СНиП II-35-76 с изм., пункт 1а).

Как видно из разных источников, понятия «котельная» разнятся, поэтому автор рекомендует пользоваться всеми терминами, объединив их.

В зависимости от установленной тепловой мощности котельных, они подразделяются:

- на котельные малой мощности – до 3,5 МВт;
- на котельные средней мощности – от 3,5 до 60,0МВт;
- на котельные большой мощности – выше 60 МВт.

Действующая «Инструкция для руководства по проектированию систем теплоснабжения Ленинграда» 1990 г. делит котельные по мощности на три группы:

- *1 группа – 400 Гкал/ч и более;*
- *2 группа – от 30 до 400 Гкал/ч;*
- *3 группа – менее 30 Гкал/ч.*

3.6. Помещение с постоянным пребыванием людей (обслуживающий персонал) –

помещение, в котором люди находятся не менее 2-х часов непрерывно или 6 часов суммарно в течение суток (ГОСТ 30494-96). Данный термин необходим для понимания фразы «Котельная без постоянного присутствия обслуживающего персонала». Обычно при выполнении регламентных работ в котельной их продолжительность составляет 2,0-3,0 часа.

3.7. Категория надежности по теплоснабжению:

- СНиП II-35-76 с изм. 1 п.1.11 и 1.12:

П 1.11 – **первая категория** – потребители, нарушение теплоснабжения которых связано с опасностью для жизни людей или со значительным ущербом народному хозяйству (повреждение оборудования, массовый брак продукции).

– **вторая категория** — все остальные потребители.

П.1.12 – **первая категория** – котельные, являющиеся единственным источником тепла системы теплоснабжения и обеспечивающие потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла.

- **вторая категория** – все остальные котельные.

– **СНиП 41-02-2003 п. 4.2:**

- **Первая категория** – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

  Например – больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и спец. производства, шахты и т.п.

- **Вторая категория** – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 часов, в т.ч. для жилых и общественных зданий до 12°С, для промышленных зданий до 8°С.

– **Третья категория** – остальные потребители.

Поскольку СНиП 41-02-2003 является более поздним по отношению к СНиП II-35-76, при определении категории рекомендуется пользоваться его требованиями. Категория надежности котельной должна быть указана в Задании на проектирование.

4. КОМПОНОВКА, РАЗМЕЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ, ОБЩЕСТРОИТЕЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

4.1. Как подразделяются котельные по месту их размещения?

Ответ: Котельные, согласно СНиП II-35-76 (изм.1 п.1.5), по месту размещения делятся на:

- **Отдельно стоящие** – котельные, имеющие свободное расстояние от ограждающей стены котельной до ограждающей стены соседнего здания. Величина свободного расстояния между ограждающими стенами определяется нормативными документами (СНиП на генпланы и планировки) и зависит от назначения соседних зданий и площадки объекта, на котором располагается котельная (жилая зона, производство, лечебное учреждение и т.п.).
- **Встроенные** – котельные, встроенные в здания другого назначения, независимо от этажа размещения. Размещение встроенных котельных в многоквартирных жилых домах не допускается, **СНиП II-35-76 (изм.1 п.1.7).**

Размещение встроенных котельных в одноквартирных жилых домах допускается **(СП 31-106-2002 п. 6.3.2).**

Размещение встроенных котельных в общественных и производственных зданиях допускается, за исключением зданий категорий А и Б по взрывной и пожарной опасности (СНиП II-35-76, изм.1 п.1.6 и 1.8).

- **Пристроенные** – котельные, пристроенные к зданиям другого назначения, у которых хотя бы одна из ограждающих стен является наружной стеной основного здания. Пристроенные котельные допускается устраивать в многоквартирных жилых домах, при условии расположения ко-

тельной не со стороны главного фасада (входного подъезда) и участков стен с оконными проемами, где расстояние от внешней стены котельной до ближайшего окна жилого помещения менее 4-х метров по горизонтали, а расстояние от перекрытия котельной до ближайшего окна жилого помещения менее 8,0 м по вертикали (СНиП II-35-76, изм. 1 п. 1.7). Для общественных зданий аналогично (СНиП II-35-76, изм. 1 п. 1.8).

- **Крышные** – (СНиП II-35-76, изм. 1 п. 1а) – котельная, располагаемая (размещаемая) на покрытии здания непосредственно или на специально устроенном основанием над покрытием.

Допускается располагать крышные котельные на перекрытиях любых зданий (за исключением зданий категорий А и Б по взрывной и пожарной опасности) (СНиП II-35-76, изм. 1 п. 1.6). Для жилых зданий размещение котельной непосредственно на перекрытии (перекрытие жилого дома не может служить основанием для пола котельной) не допускается (СНиП II-35-76, изм. 1 п. 1.7).

4.2. Возможно ли пристроить котельную к жилому дому?

Ответ: Да, при условии соблюдения требований (СНиП II-35-76, изм. 1 п. 1.7).

4.3. Возможно ли разместить газовую котельную в подвале жилого дома?

Ответ: В подвале многоквартирного жилого дома нельзя располагать котельные.

Согласно СНиП 42-01-2002, п.7.1, в подвале одноквартирного жилого дома можно, при условии соблюдения требований (СП 31-106-2002, пп. 6.1.3 и 6.3.2). *Обращается внимание на необходимость устройства контроля загазованности по CH_4* (СНиП 42-01-2002, п.7.1).

4.4. Возможно ли разместить газовую котельную на крыше жилого дома?

Ответ: Да, при условии соблюдения требований (СНиП II-35-76, изм.1 п. 1.7 и 1.19).

Рекомендуется (нормами не оговорено) для крышных котельных в целях обеспечения энергетической безопасности использовать

«сухотруб» для подачи аварийного жидкого топлива с установкой комбинированных горелок. В качестве аварийного топлива принимается «легкое моторное топливо». Работа постоянно на жидком и твердом топливе для крышной котельной запрещена (СНиП II-35-76, изм.1 п. 1.3). При принятии такого решения необходимо обеспечить дополнительные нормы противопожарной безопасности, в котельной на время аварии должен постоянно находиться дежурный персонал. Данное решение также необходимо предварительно согласовать с МЧС.

4.5. Возможно ли разместить котельную внутри производственного цеха?

Ответ: Да, при условии соблюдения требований Правил РОССКОММУНЭНЕРГО, пп. 4.2–4.4 и ПБ 10-574-03, пп. 7.1.3 и 7.1.4

4.6. Какая максимально возможная отметка для размещения крышной котельной?

Ответ: Максимально возможная отметка для размещения котельной без согласования с органами МЧС (ГосПожНадзора) – 26,5 м. Выше данной отметки необходимо согласование **(СНиП II-35-76, изм. 1 п. 1,19).**

Автор знает крышные котельные в г. Санкт-Петербурге, установленные на отм. 25-го этажа. Московские нормы допускают высоту до 55,0 м без дополнительных согласований.

4.7. Какие особенности существуют в нормативных документах, связанные с размещением крышных котельных?

Ответ: Максимально возможная отметка для размещения котельной без согласования с органами МЧС (ГосПожНадзора) – 26,5 м **(СНиП II-35-76, изм.1 п. 11.19)**

- Максимальная разрешенная мощность по нормативным документам 3,0 МВт – для жилых зданий и 5,0 МВт – для производственных зданий **(СНиП II-35-76, изм. 1 п. 1.6 и 1.7)**. Местные строительные нормы Санкт-Петербурга **(ТСН 30-306-2002, п.10.18)** и для Москвы **(ТСН АИТ-**

2004 МО, п. 4.6) допускают увеличение мощности крышной котельной для жилых зданий до 5,0 МВт. Давление газа на вводе в крышную котельную должно быть:

- для жилого здания – до 0,005 МПа;
- для общественного, административного и бытового здания – до 0,3МПа,
- для производственного здания – до 0,6 МПа **(СНиП 42-01-2002, п. 4.4)**. При этом открытые участки газопровода должны прокладываться по простенку шириной не менее 1,5 м.

(СНиП II-35-76, изм. 1 п. 11.59). В этом же пункте говорится о давлении газа для любой крышной котельной не более 5 КПа (0,005 МПа), что противоречит более позднему **СНиП 42-01-2002, табл. 2** (давление газа для крышных котельных зависит от назначения здания. 0,005 МПа требуется только для жилых зданий).

Рекомендуется пользоваться при выборе давления требованиями более позднего документа СНиП 42-01-2002, табл. 2 (что вытекает из письма Росстроя РФ № 6-99 от 25.02.2005 г.).

- Для крышной котельной следует предусматривать выход на кровлю из основного здания по маршевой лестнице. При уклоне кровли более 10% следует предусматривать ходовые мостки шириной 1,0 м с перилами от выхода на кровлю до котельной и по периметру вокруг котельной. Конструкция мостков должна быть из негорючих материалов ***(рекомендуется выполнять мостки из просечной стали, высота перил не менее 900,0 мм).***
- Несущие и ограждающие конструкции крышных котельных должны иметь предел огнестойкости не менее 0,75 часа; предел распространения пламени – равным 0, а кровельное покрытие под котельной на расстоянии 2,0 м по периметру – выполненным из негорючих материалов. **(СНиП II-35-76, изм. 1 п. 3.9 и 3.10).**

Для крышных котельных должна быть выполнена гидроизоляция пола на высоту не менее 100,0 мм и в выходных дверях должен быть выполнен порожек высотой не менее 100,0 мм.

Допускается располагать крышные котельные на перекрытиях любых зданий (за исключением зданий категорий А и Б по взрывной и пожарной опасности), **(СНиП II-35-76, изм. 1 п. 1.6).**

Для жилых зданий размещение котельной непосредственно на перекрытии (перекрытие жилого дома не может служить основанием для пола котельной) не допускается **(СНиП II-35-76, изм.1 п. 1.7).**

4.8. Есть ли ограничения по высоте здания котельной?

Ответ: Ограничение по максимальной высоте котельной нормами не оговорено.

Минимальная высота котельной от чистого пола до низа выступающих конструкций перекрытия – 2,5 м **(СП 41-104-2000, п. 4.7)**. Расстояние от площадок обслуживания до низа выступающих конструкций перекрытия – 2,0 м, если обслуживающие площадки не требуются, то от верхней части котла до низа выступающих конструкций перекрытия – 0,70 м **(Правила РОССКОММУНЭНЕРГО, п. 4.13, 4.14: ПБ 10-574-03, п. 7.3.6)**, аналогично при наличии предохранительного клапана.

4.9. Можно ли располагать котлы друг над другом?

Ответ: Прямой запрет о размещении котлов, не подведомственных РТН ($T \leqslant 115°C$; $P \leqslant 0,07$ МПа), друг над другом в нормативных документах отсутствует. В Санкт-Петербурге построено и успешно эксплуатируется несколько таких котельных.

В качестве рекомендации при применении такого решения рекомендуется:

- ***получить** предварительное согласование **в органах РТН;***
- ***размещать** котлы таким образом, чтобы **были свободные** зоны для обслуживания арматуры и КИП, устанавливаемых на котлах;*
- ***площадку для обслуживания верхнего котла выполнять из просечной стали, перила, лестницу и обшивку выполнять в соответствии с требованиями ПБ;***
- ***выполнить дополнительный приток воздуха к верхнему котлу для обеспечения допустимого значения температуры в пределах котла (допустимое значение температуры в основном зависит от степени защиты приборов КИП, обычно не более 45-50°);***
- ***предусмотреть мероприятия, позволяющие демонтировать один из котлов без остановки другого.***



4.10. Можно ли располагать котлы друг напротив друга? Какие есть ограничения по свободным проходам вокруг котлов?

Ответ: Запрета нет. Расстояние между фронтами котлов или выступающих частей топок четко нормируется только для котлов с $P \geq 0{,}07$ МПа и $T \geq 115$ °С (**ПБ10-574-03, п. 7.3.2**) и должно быть не менее:

– 4,0 м для котлов с механизированными топками;

– 4,0 м для котлов, работающих на газе или жидком топливе, при этом расстояние между горелочными устройствами должно быть не менее 2,0 м;

– 5,0 м,. для котлов с ручной загрузкой твердого топлива.

Для автономных автоматизированных котельных расстояние между фронтами котлов или выступающих частей топок котлов, не подведомственных котлонадзору, должно приниматься в соответствии с паспортами и инструкциями по эксплуатации котлов и горелок. При этом для газовых и жидкотопливных котлов расстояние между горелками не должно быть меньше 1,0 м (**ПБ 12-529-03, п. 2.7.18; СП 41-104-2000, п. 4.12**). ***Рекомендуется обратить внимание на наличие в жаротрубных котлах специальных «турбулизаторов», если они имеются в котле, то при проектировании необходимо обеспечить расстояние между фронтами, позволяющее вытащить «турбулизаторы» и прочистить жаровые трубы котлов.***

Перед фронтом котлов допускается установка котельно-вспомогательного оборудования и щитов управления, при этом ширина свободного прохода должна быть не менее 1,5 м.

(**ПБ 10-574-03, п. 7.3.3**).

4.11. Можно ли размещать в помещении котельной помещения или оборудование, не относящееся к работе котельной?

Ответ: Нет (Правила РОССКОММУНЭНЕРГО, п. 4.5; **ПБ 10-574-03, п. 7.1.5**).

4.12. При каких условиях в котельных должны устанавливаться площадки и лестницы? Каковы размеры площадок и лестниц?

Ответ: Для удобного и безопасного обслуживания оборудования и арматуры должны устанавливаться ПОСТОЯННЫЕ площадки и лестницы с перилами высотой не менее 0,9 м со сплошной обшивкой по низу высотой не менее 100 мм. Переходные площадки должны иметь перила с обеих сторон. Площадки длиной более 5,0 м должны иметь лестницы с противоположных сторон. Площадки и ступени лестниц должны быть выполнены из просечного-вытяжного листа или рифленой, с негладкой поверхностью или сотовой/полосовой на ребро стали. Лестницы должны иметь ширину свободного прохода не менее 600 мм, высоту между ступенями не более 200 мм, ширину ступеней не менее 80мм. Расстояние между площадками должно быть не более 4,0 м. Лестницы большей высоты должны иметь промежуточные площадки. Лестницы высотой более 1,5 м должны иметь угол наклона не более 50°. Свободная высота прохода под площадками не менее 2,0 м. **(ПБ 10-574-03, п. 7.4; и Правила РОССКОММУНЭНЕРГО, п. 4.19, 4.20).** При высоте котельной более 7,0 м должна быть выполнена отдельная пожарная лестница на кровлю котельной.

4.13. Сколько выходов должно быть из помещения котельных? Каким образом должны оборудоваться выходы из котельных?

Ответ: На каждом этаже помещения котельной должно быть не менее 2-х выходов, расположенных в противоположных сторонах. Допускается иметь один выход при общей площади до 200,0 м² и если имеется второй эвакуационный выход на наружную стационарную лестницу, а в одноэтажной котельной при общей длине по фронту котлов не более 12,0 м. Выходом наружу считается как непосредственно выход наружу, так и выход через лестничную клетку или тамбур.

Выходные двери из помещения котельной должны открываться наружу, двери внутри котельной в бытовые или служебные помещения должны открываться в сторону котельного зала.

В котельных с обслуживающим персоналом, а также у выходов, предназначенных для подачи твердого топлива и удаления шлака должны устраиваться тамбуры.

(ПБ 10-574-03, п. 7.1.7; Правила РОССКОММУНЭНЕРГО, п. 4.6–4.8).

– Для крышных котельных необходимо предусматривать выход непосредственно на кровлю из основного здания по маршевой лестнице.

(СП 41-104-2000, п. 4.10; СНиП II-35-76, изм. 1 п. 3.10).

– Для встроенной котельной допускается марши лестниц располагать в габаритах общих лестничных клеток, отделяя эти марши от остальной части лестничной клетки несгораемыми перегородками и перекрытиями с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч **(СНиП II-35-76, изм. 1 п. 3.10; СП 41-104-2000 п. 4.10)**

– ***Для встроенных и пристроенных котельных необходимо предусматривать основные выходы непосредственно наружу, при этом для встроенных котельных допускается устраивать эвакуационный выход на лестничную клетку или в коридор, если расстояние до основного выхода наружу не превышает 25,0 м (В общероссийских нормах такого разрешения нет. Однако ТСН АИТ 2004 МО допускает).***

4.14. Как необходимо решать вопрос ремонта и демонтажа оборудования и арматуры в котельной?

Ответ: Для ремонта узлов оборудования, арматуры и трубопроводов массой более 50,0 кг следует предусматривать в котельной инвентарные (не стационарные) грузоподъемные устройства (электрокары, передвижные краны или лебедки), при невозможности их использования в котельной необходимо устанавливать стационарные монорельсы или балки, на которые должны навешиваться грузоподъемные устройства. ***Включать грузоподъемные устройства в спецификацию не обязательно, они должны быть у ремонтной организации, точно так же как любые приборы и инструменты для ремонта и тестирования*** **(СНиП II-35-76, изм. 1 п.1.20; СП 41-104-2000, п. 3.15).**

4.15. Какие требования по освещенности предъявляются к помещениям котельных?

Ответ: В котельных должно предусматриваться естественное и искусственное освещение. Коэффициент естественной освещенности следует принимать равным 0,5 **(СНиП II-35-76, изм. 1 п. 3.14).** Кроме того, должно предусматриваться рабочее освещение, а также аварийное освещение для продолжения работы. При площади этажей котельной до 250 м² включительно для аварийного освещения допускается применение переносных электрических фонарей с аккумуляторами или сухими элементами. **(СНиП II-35-76, изм. 1 п. 14.14 и 14.15). См. также пп.14.6, 14.17 СНиП и требования ПУЭ, раздел 6).** Величина освещенности принимается 150 лк.

4.16. Какие требования по вентиляции предъявляются к газовым котельным?

Ответ: В газовых котельных, независимо от присутствия или отсутствия постоянного обслуживающего персонала, должна быть принята приточно-вытяжная вентиляция с 3-кратным воздухообменом в рабочее время и однократным воздухообменом в нерабочее время, без учета расхода воздуха идущего на горение.

(ПБ 12-529-03, п. 2.7.1, 2.7.14; СНиП II-35-76, изм. 1 п.16.9). ***Часть проектировщиков ссылается на слова в ПБ 12-529-03 п. 2.7.1 «...рабочее... и нерабочее время...» и проектирует 1-кратную вентиляцию в автоматизированных котельных, что является, на взгляд автора, неправильным. Поскольку нерабочее время, это время, когда котельная не работает (см. также СП 41-104-2000, п. 13.4).***

4.17. Какая температура воздуха допускается в помещениях котельной?

Ответ: В котельных, работающих без постоянного обслуживающего персонала, температура воздуха должна быть не ниже +5° и не выше +35°.

В котельных, работающих с постоянным обслуживающим персоналом, температура воздуха должна быть в разных зонах (помещениях) разной. В котельном зале – не ниже +12° и не выше +35°. В насосной – не ниже +16°. **(СНиП II-35-76, приложение 11).**

Значение +35° обусловлено работоспособностью приборов КИП.

4.18. Каковы нормы по легкосбрасываемости строительных конструкций?

Ответ: В котельных, работающих на жидком и газообразном топливе, должны предусматриваться легко сбрасываемые конструкции из расчета 0,03 м² на 1,0 м³ объема помещения, где находятся котлы (**СНиП II-35-76 изм.1 п. 3,16; ПБ 12-529-03, п. 2.7.3**). Аналогичные требования для пылеугольных котельных и помещений топливоподачи.

Допускается использовать в качестве легко сбрасываемых конструкций оконные проемы, при этом толщина стекла должна быть не более 5,0 мм, а оконные проемы должны быть одинарными (**СП 42-101-2003, п. 6.17**). ***Рекомендуется применять оконные пролеты из стекла 4 мм. Применение в качестве легко сбрасываемых конструкций стеновых или кровельных элементов в зоне жилой застройки может привести в случае взрыва в котельной к травмированию людей или их имущества (машин).***

4.19. Какие требования предъявляются к строительным конструкциям зданий котельных?

Ответ: При проектировании зданий и сооружений котельных следует руководствоваться строительными нормами и правилами по проектированию производственных и административно-бытовых зданий; кроме того, при проектировании встроенных, крышных и пристроенных зданий следует руководствоваться нормами для зданий, где устанавливается котельная. Наряду со сказанным, необходимо руководствоваться документами по проектированию котельных (**СНиП II-35-76, изм. 1 п. 3.1**).

4.20. Какие требования по пожаробезопасности предъявляются к котельным?

Ответ: Согласно **писем Госстроя РФ №13-803 от 16.02.97 и ГУГПС МВД РФ №20/2.2/2697 от 16.12.97** предусматривается проектирование ОТДЕЛЬНО СТОЯЩИХ котельных в зданиях IIIa степени огнестойкости тепловой мощностью не более 30,0 МВт и IYa не более 15,0 МВт, при этом здания IYa нельзя применять для котельных 1 категории надежности по теплоснабжению (см. раздел 6). ***В каркасных зданиях степень огнестой-***

кости металлоконструкций должна быть обеспечена путем их покраски специальными окрасочными материалами или путем обертывания негорючими матами.

- Встроенные котельные должны отделяться от смежных помещений противопожарными стенами 2-го типа или противопожарными перегородками 1-го типа и противопожарными перекрытиями 3-го типа.
- Пристроенные котельные должны отделяться от основного здания противопожарными стенами 2-го типа. При этом стена здания, к которой пристраивается котельная, должна иметь предел огнестойкости не менее 0,75 часа, а перекрытие котельной должно выполняться из негорючих материалов.
- Несущие и ограждающие конструкции крышных котельных должны иметь предел огнестойкости не менее 0,75 часа, предел распространения пламени по конструкциям равным нулю, а кровельное покрытие под котельной и на расстоянии 2,0 м вокруг должно быть выполнено из негорючих материалов или защищаться бетонной стяжкой толщиной не менее 20,0 мм.

Сопротивление воздухопроницанию и паропроницанию стен, отделяющих встроенные и пристроенные котельные от других помещений, а также покрытия зданий для крышных котельных, должны соответствовать СНиП «Строительная теплотехника» (СНиП II-35-76, изм.1 п. 3.9).

Категории помещения и данные по огнестойкости указаны в (НПБ 105-03).

4.21. Допускается ли в одном помещении располагать наряду с котлами топливные емкости?

Ответ: В котельном зале отдельно стоящей котельной допускается установка резервуара емкостью до 5,0 м³ для мазута или до 1,0 м³ для легкого моторного топлива (солярка). Для пристроенных и встроенных котельных вместимость бака не должна превышать 0,8 м³ **(СНиП II-35-76, изм.1 п.11.49; СП 41-104-2000, п. 7.6).**

Обращается внимание на дополнение, указанное в СНиПе, – «При установке указанных баков в помещениях котельных следует также руководствоваться СНиП по проектированию складов нефти и нефтепродуктов (СНиП 2.11.03-93*). Дыхательные патрубки от резервуаров

должны быть выведены за пределы котельной на высоту не менее 1,0 м выше конька. На дыхательном патрубке нельзя устанавливать запорную арматуру».

4.22. Допускается ли в одном помещении с котлами располагать поршневые дизель/газогенераторы или газовые турбины?

Ответ: Согласно ПБ 12-529-03 (п. 8.1.17), машинные залы газовых турбин, так же как и котельные залы относятся к категории «Г». Однако газовое оборудование, а также блоки арматуры газовой турбины должны быть отнесены к категории «А».

Кроме того, см. СП 42-101-2003 (п. 6.30).

***Вывод:** такое размещение не рекомендуется из-за того, что помещение всей котельной должно быть запроектировано с категорией «А».*

5. ТОПЛИВО

В котельных могут применяться все виды топлива (твердое, жидкое, газообразное).

Твердое топливо:

К твердому топливу относятся: уголь; торф (кусковой, фрезерный, брикеты); дерево (дрова, опилки, щепа, пеллеты).

Жидкое топливо: мазут, легкое моторное топливо (солярка), отработанное машинное масло и др.).

Газообразное топливо: природный газ, сжиженный природный газ – СПГ, сжиженный углеводородный газ – СУГ, биогаз.

Топливо характеризуется теплотворной способностью, а также целым рядом других физико-химических свойств.

Здесь необходимо отметить очень важный показатель – теплотворная способность топлива. В основной массе КПД котлов считают по низшей теплотворной способности ($Q'_н$). При этом приходится слышать о котлах с КПД выше 100%, что, естественно, быть не может. Обычное лукавство продавца, просто КПД котла считалось по низшей теплотворной способности, с использованием высшей теплотворной способности ($Q'_в$), которая включает в себя скрытую теплоту парообразования. При расчете КПД по высшей теплотворной способности КПД обычных котлов будут не 92%, а 82%, поскольку скрытая теплота парообразования в них не используется, а выбрасывается в атмосферу с дымовыми газами. В конденсационных котлах используется скрытая теплота парообразования, поэтому их КПД выше и, естественно, расход топлива ниже.

Виды топлива основного, резервного и/или аварийного устанавливаются с учетом категории котельной по надежности теплоснабжения (отображается в «Задании на проектирование») по согласованию с топливоснабжающими организациями (обычно при установлении «топливного режима»)

5.1. Твердое топливо

Нормативные требования имеются только для котельных, работающих на угле и торфе Использование опилок, щепы, пеллет нормами не установлено. В этой ситуации необходимо руководствоваться требованиями заводов-изготовителей оборудования и противопожарными нормами для лесной и лесоперерабатывающей промышленности.

5.1.1. Как определяется емкость склада топлива?

Ответ: Емкость склада топлива может быть указана в «Задании на проектирование», при этом она не должна быть меньше требований **СНиП II-35-76 (с изм.1 п.11.8):**

– при доставке автотранспортом – не более 7-суточного расхода в режиме самого холодного месяца;

– при доставке железнодорожным транспортом – не более 14-суточного расхода в режиме самого холодного месяца.

5.1.2. Есть ли требования по размеру штабелей для хранения топлива?

Ответ: Размеры штабелей зависят от вида топлива и его физико-химических свойств.

- для углей I группы не нормируется;
- для углей II группы высота не более 12,0 м;
- для углей III группы высота не более 6,0 м;
- для углей IV группы высота не более 5,0 м;
- для торфа высота не более 7,0 м.

Группы углей, а также длина и ширина штабеля устанавливаются в соответствии с инструкцией (**СНиП II-35-76, с изм.1 п. 1.11 – 1.15).**

5.1.3. Какой угол наклона бункеров и транспортеров допускается в котельных?

Ответ: СНиП II-35-76, с изм.1 п. 1.25. Для котельных, сжигающих уголь или торф, угол наклона внутренних стенок бункеров не должен быть менее:

– 55° для приемных и пересыпных бункеров обычных углей;

- 60° для бункеров котлов обычных углей;
- 60° для приемных и пересыпных бункеров торфа;
- 65° для бункеров котлов торфа.

Угол наклона ленточных конвейеров принимается:

- для угля не более 18°;
- для торфа не более 20°.

Современные системы предлагают подачу топлива осуществлять при помощи шнеков, скиповых подъемников и ряда других устройств. Применение топливных пеллет является новым направлением, обычно пеллеты в топку котла подаются специальными шнеками. ***Рекомендуется принимать углы наклона по требованиям изготовителей систем топливоподачи.***

5.2. Жидкое топливо (основной документ ПБ 03-585-03)

5.2.1. Можно ли устанавливать в котельной топливные баки?

Ответ: В котельных допускается установка (не над котлами и экономайзерами) только расходных топливных резервуаров. В отдельно стоящих котельных допускаются закрытые баки V=5,0 м³ для мазута или V=1,0 м³ для легкого моторного топлива.

Для встроенных и пристроенных котельных допускается установка бака V=0,8 м³, Независимо от вида топлива. При этом необходимо также руководствоваться требованиями СНиП по проектированию складов нефти и нефтепродуктов **(СНиП II-35-76, с изм.1 п. 11.49).**

Для жилых одноквартирных домов допустимая емкость топлива не более 50 л **(СП31-106-2002, п. 6.3.10).**

5.2.2. Как определяется емкость склада топлива?

Ответ: Емкость склада топлива может быть указана в «Задании на проектирование», при этом она не должна быть меньше требований **СНиП II-35-76 (с изм.1 п.11.38):**

Назначение и способ доставки	Емкость хранилища	Примечание
Основное и резервное, доставляемое по железной дороге	10 – суточный запас	в режиме самого холодного месяца
Основное и резервное, доставляемое автотранспортом	5 – суточный запас	в режиме самого холодного месяца
Аварийное для котельных, работающих на газе, независимо от способа доставки	3 – суточный запас	в режиме самого холодного месяца
Основное, резервное и аварийное, доставляемое по трубопроводам	2 – суточный запас	в режиме самого холодного месяца,
Растопочное для котельных до 100 Гкал/ч	2 резервуара по 100 м³	
То же для котельных выше 100 Гкал/ч	2 резервуара по 200 м³	

Для хранения основного и резервного топлива необходимо предусматривать не менее 2-х резервуаров. Для хранения аварийного топлива допускается установка одного резервуара.

Для встроенных и пристроенных котельных следует предусматривать склад топлива, расположенный вне помещения котельной, рассчитанный на 5-суточный запас суточного расхода в режиме самого холодного месяца. Количество резервуаров при этом не нормируется **(СНиП II-35-76, с изм.1 п.11.39).**

Рекомендуется для индивидуальных котельных предусматривать установку резервуаров для топлива в зданиях, пристроенных к котельным. Общая емкость мазутных резервуаров не должна быть выше 150 м³, а для легкого моторного топлива не более 50 м³.

Насосы подачи при этом и подогреватели топлива должны устанавливаться в котельной (СНиП II-35-76, с изм.1 п.11.51).

Рекомендуется также для легкого моторного топлива использовать 2-стенные резервуары, разделенные внутри перегородкой (получается два резервуара), используемые на АЗС. Межстенное пространство у таких резервуаров обычно заполняется инертным газом или специальной жидкостью. Контроль изменения давления или электропроводности жидкости позво-

ляет судить о наличии протечки из основного резервуара и предупредить аварию. Такие резервуары можно назвать «экологически чистыми». Дверь в данное помещение должна открываться наружу и иметь порог высотой не менее 150 мм (СП 21-104-98, п. 10.7; п. 4.5). Категория такого помещения по пожарным нормам соответствует В-II, т.е. освещение должно быть во взрывопожаробезопасном исполнении, выключатель должен располагаться снаружи, на дверях должно быть табло эвакуационного освещения «выход», вентиляция естественная не менее, 2-х крат.

5.2.3. Допускается ли работа автоматизированной котельной на жидком топливе без постоянного присутствия обслуживающего персонала?

Ответ: Допускается. При этом на вводе в котельную со стороны улицы следует предусматривать отключающее устройство с изолирующим фланцем. Внутри котельной необходимо установить запорный клапан с электроприводом, отключающим подачу топлива при пожаре, загазованности (CO, CH_4) и исчезновении электропитания. **(СНиП II-35-76, с изм.1 п.11.52, и п.15.15).**

5.2.4. Какое количество трубопроводов жидкого топлива должно быть в котельной? Требуется ли линия рециркуляции (сброса) топлива в расходную емкость?

Ответ: (СНиП II-35-76 (с изм.1 п.11.52). В котельных, работающих только на жидком топливе, 1-й категории подача топлива от топливных насосов до котлов должна быть по 2-м трубопроводам и по одному трубопроводу для котельных 2-й категории.

Наличие линии рециркуляции определяется типом горелки и наличием в ее составе топливного насоса. Если подача к котлам осуществляется групповой станцией, линия рециркуляции обязательна. При этом после ответвления к последнему котлу на линии рециркуляции необходимо устанавливать регулятор давления, обеспечивающий поддержание постоянным давления на линии подачи к котлам независимо от расхода топлива котлами.

Рекомендуется также в котельных выполнить:

- *установку расходной емкости в специальный металлический поддон, предотвращающий в случае трещины или разрыва расходного*

бака пролив топлива на пол. Емкость поддона определяется расчетным путем. Удаление пролитого топлива из поддона может осуществляться ручным насосом в специальные канистры или через специальный сливной патрубок;

- *установку специальной воронки с пробкой на подающей линии для первичного заполнения топливом всех систем (трубопроводов) перед запуском.*

5.2.5. Необходимо ли в котельной устанавливать счетчики расхода жидкого топлива?

Ответ: Прямое требование по установке счетчиков в нормативных документах отсутствует. Счетчики необходимы в первую очередь для выполнений пуско-наладочных работ. Учет слива топлива может вестись при помощи мерных (калиброванных) реек или рулеток.

Рекомендуется для надежной работы счетчиков устанавливать перед ними фильтры.

5.2.6. Какая температура топлива допускается в котельной?

Ответ: Все зависит от типа топлива. При применении легкого моторного топлива зимних сортов (арктических марок) при температуре наружного воздуха до -30°С дополнительный разогрев не требуется. При более низких температурах, согласно рекомендациям поставщиков, возможен дополнительный подогрев. **Внимание: разогрев легкого моторного топлива в расходных баках запрещен.** При применении мазута (в последнее время мазут иногда сохраняют только в существующих котельных после их реконструкции) его температура в расходном баке не должна превышать 90 °С **(СНиП II-35-76, с изм.1 п.11.50).**

Разогрев мазута и легкого моторного топлива рекомендуется осуществлять с использованием специальных установок (блоков повышения температуры), которые выпускаются всеми фирмами-изготовителями жидко-топливных горелок. Разогрев может осуществляться паром, горячей водой или электричеством. Температура топлива у форсунок определяется заводом-изготовителем. Для мазута обычно в диапазоне 90-115°С.

5.2.7. Какие материалы трубопроводов и арматуры должны применяться для жидкого топлива? Какой должен быть уклон топливопроводов? Как должны прокладываться топливопроводы в котельной?

Ответ: Для ответа на данный вопрос необходимо определить группу и категорию проектируемого трубопровода. Группы определяются в зависимости от класса опасности транспортируемой среды, а категории – в зависимости от рабочих параметров

(ПБ 03-385-03, раздел 2.1, табл. 1).

Для топливопроводов (легкое моторное топливо) рекомендуется применять стальные электросварные ГОСТ 10704 или водогазопроводные ГОСТ 3262 трубопроводы с нормируемым химическим составом и механическими свойствами (группа «В»), которые в соответствии с ПБ 03-585-03 (табл. 1) относятся к группе Б (в) IV категории.

(см. также ПБ 03-585-03, пп.2.2.8 – 2.2.14).

Для мазутопроводов в зависимости от давления и температуры это может быть группа Б (в) III или IV категории, рекомендуется применять стальные бесшовные трубы ГОСТ 8472, с нормируемым химическим составом и механическими свойствами (группа «В»).

Материал арматуры следует выбирать в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды, при этом класс герметичности затворов должен быть «В» Рекомендуется на трубопроводах солярки и мазута использовать стальную арматуру.

Топливопроводы мазута рекомендуется прокладываться с уклоном 0,02, топливопроводы легкого моторного топлива с уклоном 0,003.

Внутри котельной топливопроводы должны быть проложены в местах, доступных для обслуживания **(СНиП II-35-76, с изм. 1 п. 11.53).**

Расстояние между стенками трубопроводов и строительными конструкциями необходимо принимать по табл. 7 ПБ03-585-03.

Рекомендуется при устройстве воздушников выполнять их в форме «гусака» с возможностью установки под «гусаком» переносной емкости, что позволит избежать при выпуске воздуха пролива топлива.

При проектировании мазутопроводов обязательно необходимо предусматривать продувочные устройства, через которые необходимо удалять

остатки мазута в трубопроводах при их отключении (мазут при остывании парафинируется и забивает трубы). При проектировании фланцевых соединений необходимо помнить, что прокладки должны быть устойчивыми к топливу. Рекомендуется применять паронитовые прокладки.

Скорость движения топлива в трубопроводах котельной можно применять в диапазоне 0,8-1,5 м/с.

Расстояние от сварных швов до опоры или подвески должно быть не менее 200 мм, для труб Ду ⩾50 мм и не менее 50 мм для труб Ду менее 50 мм.

Мазутопроводы всегда должны прокладываться со спутником в общей тепловой изоляции. Обычно в качестве спутника используют паропровод или перегретую воду. В случае их отсутствия можно использовать специальный электрический кабель, при этом нужно отстроить его температуру. На трубопроводах жидкого топлива рекомендуется устраивать продувочные устройства, для возможности их продувки от остатков топлива при остановке котельной.

5.2.8. Должна ли проектная организация включать в состав проекта требования по проведению испытаний трубопроводов?

Ответ: Да. В соответствии с требованиями **ПБ 03-585-03 (п. 8.1.2)** в проекте необходимо указать вид испытания, способ испытания и величину испытательного давления.

Порядок проведения испытаний решается Подрядчиком, в соответствии с требованиями выше названных правил. Требования по сварке труб, контролю швов, метод и количество не должны отражаться в проектной документации, а должны быть указаны в КОНСТРУКТОРСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ (ЕСКД)

5.3. Газообразное топливо (основной документ ПБ 12-529-03).

5.3.1. Какие требования по давлению газа предъявляются к котельным?

Ответ: Требования по давлению газа, предъявляемые к котельным, указаны в **СНиП 42-01-2002 (п. 4.4 табл. 2) и СНиП II-35-76 (изм.1 п.11.59)**:

– для отдельно стоящих отопительно-производственных котельных — до 1,2 МПа;

- для встроенных, пристроенных и крышных котельных в производственных цехах – 0,6 МПа;
- для отдельно стоящих отопительных котельных на территории поселений – 0,6 МПа;
- для встроенных, пристроенных и крышных котельных в общественных и административно-бытовых помещениях – 0,3 МПа;
- для пристроенных, встроенных и крышных котельных жилых зданий-0,005 МПа.

5.3.2. Как классифицируются газопроводы?

Ответ: Газопроводы квалифицируются **(СНиП42-01-2002, табл.1):**

- по типу транспортируемой среды (Сжиженный Углеводородный Газ – СУГ и Природный газ);
- по давлению:

Квалификация по давлению		Вид транспортируемого газа	Рабочее давление в газопроводе, МПа
ВЫСОКОЕ	1 КАТЕГОРИЯ	Природный газ	Свыше 0,6 до 1,2 включит.
	1 КАТЕГОРИЯ	СУГ	Свыше 0,6 до 1,6 включит.
	11 КАТЕГОРИЯ	Природный газ и СУГ	Свыше 0,3 до 0,6 включит
СРЕДНЕЕ		Природный газ и СУГ	Свыше 0,005 до 0,3 включит
НИЗКОЕ		Природный газ и СУГ.	До 0,005 включит

5.3.3. Допускается ли ввод газа в подвальные или цокольные этажи?

Ответ: Только для одноквартирных и сблокированных частных домов – ИЖС **(СНиП 42-01-2002 п.5.1.6).**

5.3.4. Какие и где должны прокладываться газопроводы при транзитной прокладке?

Ответ: по стенам и кровлям зданий I и II степеней огнестойкости (класс пожарной опасности С0) – до 1,2 МПа.

По стенам и кровлям зданий II (класс пожарной опасности С1) и II степеней огнестойкости (класс пожарной опасности С0) – до 0,6 МПа.

По стенам зданий III (класс пожарной опасности С0) и IV степеней огнестойкости (класс пожарной опасности С0) – до 0,3МПа.

По стенам и кровлям жилых, административно-бытовых и общественных зданий всех степеней огнестойкости – до 0,005 МПа.

По стенам и кровле детских учреждений, больниц, школ, санаториев, а также общественных, административно-бытовых зданий с массовым пребыванием людей независимо от давления не допускается **(СНиП 42-01-2002, п. 5.3.1, табл. 3 и п. 5.3.2; также ПБ 12-529-03 п. 2.2.3).**

5.3.5. Где и как должны отключаться газопроводы?

Ответ: Отключающую арматуру на газопроводах необходимо устанавливать:

- перед отдельно стоящими или сблокированными зданиями;
- для отключения стояков жилых зданий выше 5-и этажей;
- перед наружным газоиспользующим оборудованием;
- перед ГРП, за исключением ГРП предприятий, на ответвлении газопровода к которым имеется отключающее устройство на расстоянии менее 100 м от ГРП;
- при пересечении водных преград двумя и более нитками, а также одной ниткой при ширине преграды при меженном горизонте 75м и более;
- при пересечении ж/д общей сети и автомобильных дорог I – II категорий, если отключающее устройство, обеспечивающее прекращение подачи газа на участке перехода, расположено на расстоянии от дорог более 1000 м **(СНиП 42-01-2002, п. 5.1.7, 5.1.8 ;**
- перед горелками газоиспользующих установок (должен устанавливаться автоматический быстродействующий запорный клапан (ПЗК) с герметичностью затвора класса А и временем закрытия до 1с);
- на трубопроводах безопасности (должен устанавливаться автоматический быстродействующий запорный клапан типа «НО» с временем открытия до 1с) **(ПБ 12-529-03, раздел 2.4.1 и 2.4.2);**
- на подводящих газопроводах к газоиспользующему оборудованию и на продувочных газопроводах **(СП 42-101-2003,п. 6.13 и 6.14).**

5.3.6. Как и по какому принципу подразделяются Газорегуляторные пункты и Газорегуляторные установки? Условия выбора.

Ответ: Для снижения давления и поддержания его на заданном уровне применяются ГРП, ГРУ, ГРПБ, ШРП. Данные установки подразделяются по давлению:

- с входным давлением до 0,6 МПа (ГРП и ГРПБ);
- с входным давлением свыше 0,6 до 1,2 МПа (ГРП и ГРПБ);
- с входным давлением до 0,3 МПа (ШРП, ГРП);
- с входным давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа (ШРП, ГРП);
- с входным давлением свыше 0,6 до 1,2 МПа (ШРП, ГРП),

(СП42-101-2003, раздел 5).

Выбор ГРП, ГРУ, ГРПБ, ШРП следует производить по входному и выходному давлению с учетом пропускной способности. **СП 42-101-2003 (п.5.28)** рекомендует принимать пропускную способность на 15–20% выше максимально расчетного значения. При этом необходимо учитывать то, что в паспорте обычно указана пропускная способность при определенном перепаде.

5.3.7. Какие требования предъявляются к размещению ГРП, ГРУ, ГРПБ, ШРП

Ответ: Названные установки могут устанавливаться как отдельные сооружения (здания), так и при определенных условиях внутри котельной или на наружной стене:

- размещение ШРП с входным давлением свыше 0,6 МПа на наружных стенах не допускается, его размещают на отдельно стоящих опорах. При этом необходимо выдерживать определенные расстояния **(СНиП 42-01-2002, п. 6.3.1);**
- ШРП с входным давлением до 0,6 МПа допускается устанавливать на наружных стенах зданий котельных, производственных зданий III степени огнестойкости класса С0, а также действующих ГРП **(СНиП 42-01-2002, п. 6.3.1);**
- ГРП допускается выполнять:
- отдельно стоящими,

- пристроенными к газифицируемым котельным и производственным зданиям II степени огнестойкости класса С0,
- при входным давлением свыше до 0,6 МПа встроенными в одноэтажные производственные здания и котельные, при этом ГРП должно иметь самостоятельный выход наружу и противопожарные газонепроницаемые стены,
- на покрытиях, газифицируемых производственных зданий I и II степени огнестойкости класса С0 с негорючим утеплителем **(СНиП 42-01-2002, раздел 6.2)**,
- ГРП имеют категорию «А» **(СНиП31-03 и СНиП 21-01)**. В ГРП и ГРПБ необходимо проектировать освещение во взрывозащищенном исполнении,
- ГРПБ следует всегда размещать отдельно стоящими **(СНиП 42-01-2002, п. 6.2.1)**,
- ГРУ размещается внутри в свободных для доступа обслуживающего персонала местах. ГРУ допускается устанавливать при входном давлении до 0,6 МПа. При этом ГРУ размещаются в помещениях категорий «Г» и «Д», в которых установлены газоиспользующие установки, или в помещениях, соединенных с ними открытыми проемами.

Не допускается установка ГРУ в помещениях с категориями «А» и «Б». **(СНиП 42-01-2002, п. 6.4.3)**. *По новой редакции СНиП 42-01-2002 можно будет устанавливать ШРП в нишах зданий и подземно.*

5.3.8. Какое оборудование входит в состав ГРП, ГРУ, ГРПБ, ШРП?

Ответ: В состав ГРП, ГРУ, ГРПБ, ШРП должны входить фильтры, предохранительные запорные клапаны (ПЗК), регуляторы давления, предохранительные сбросные клапаны (ПСК), запорная арматура, узлы учета расхода газа (при необходимости) и приборы КИП. Узел редуцирования должен иметь байпасную линию с двумя последовательно расположенными запорными клапанами и продувочным трубопроводом между ними. При давлении на входе свыше 0,6 МПа ГРП или ГРУ с расходом газа свыше 5000,0 м³/ч, а ШРП с расходом газа свыше 100,0 м³/ч должны иметь две линии редуцирования **(СНиП 42-01-2002, п. 6.5.1)**.

5.3.9. Требования к выбору и установке регуляторов, счетчиков, ПЗК, ПСК, фильтров?

Ответ: Выбор названного выше оборудования производится по расходу и давлению газа. При подборе оборудования необходимо руководствоваться паспортными данными оборудования:

- для регуляторов см. **СП 42-101-2003, п. 5.3.4, 5.3.5.** Диапазон настройки см. **ПБ 12-529-03, п. 2.4.19, 2.4.20;**
- для счетчиков см. **СП 42-101-2003 п.п. 6.45 – 6.51.**

Расчет пропускной способности счетчика при фактическом давлении производят по формулам:

$V_{факт}=V/\Psi$; $\Psi=(960+P_{газ})/1013 + 273/(273+T_{газ})$,

где: $P_{газ}$ – давление газа перед счетчиком (мбар),

$T_{газ}$ – температура газа, обычно 20°С.

Высота установки счетчика от пола рекомендуется 1,6 м.

- ПЗК рассчитываются на входное рабочее давление. Точность срабатывания должна быть ±5% для ПЗК в ГРП и ±10% в ШРП и ГРУ **(СП 42-101-2003, п. 5.18; ПБ 12-529-03, п. 2.4.21).**

В последнее время промышленность выпускает регуляторы со встроенными ПЗК.

- ПСК устанавливается за регулятором на случай кратковременного повышения давления газа сверх установленных проектом значений. ПСК должен оборудоваться устройством для его принудительного открытия (для низкого давления допускается без устройства). Пропускная способность ПСК определяется по **СП 42-101-2003, п.5.40.**

Рекомендуется на линии перед ПСК устанавливать шаровой кран для возможности снятия ПСК на случай ремонта/замены, без остановки котельной. При этом в рабочем состоянии кран должен быть всегда открыт, ручка снята или опломбирована.

- Для фильтра см. **СП 42-101-2003, п. 5.36,5.37.** Диаметр газопровода от ПСК должен быть равен диаметру ПСК, но не менее 20 мм.

5.3.10. Какой материал трубопроводов допускается использовать для внутренней прокладки газопроводов?

Ответ: Для внутренних газопроводов допускается использовать стальные, с нормируемым химическим составом и механическими свойствами (груп-

па «В») и медные трубопроводы. Допускается использовать гибкие рукава, стойкие к транспортируемому газу при заданных давлениях и температуре, для подключения бытовых газовых приборов, баллонов СУГ, газогорелочных устройств, передвижного газового оборудования и КИП (**СП 42-01-2002, п. 7.2 и СП 42-101-2003 п.6.1**). Марка стали указана в **СП42-102-2004**, там же указана марка меди.

5.3.11. Какова последовательность установки газовой арматуры и оборудования от ШРП до горелки котла?

Ответ: Отключающее устройство перед ШРП допускается предусматривать на расстоянии менее 5,0 м от ШРП в удобном месте (**СНиП 42-101-2002, п. 4.44**). В случае установки ШРП на расстоянии от котельной не более 10,0 м и воздушной прокладке газопровода, отключающее устройство на улице не требуется (**ПБ 12-529-03, п. 2.7.13; СНиП 42-01-2002, п. 7.9**).

На вводе газа в котельную должны быть установлены:

- отключающее устройство с изолирующим фланцем на наружной стене здания на высоте не более 1,8 м (Данное требование необходимо соблюдать при подземном вводе газа, при воздушном вводе газа изолирующий фланец не требуется);
- внутри котельной первым устанавливается термозапорный противопожарный клапан (**ППБ 01-03, п. 84**);
- далее за ним по ходу движения газа должен быть установлен главный газовый клапан с электроприводом (**СНиП II-35-76, с изм. 1 п. 11.60**), отключающий подачу газа при загазованности, пожаре или пропадании электроэнергии, время срабатывания не более 1,0 с (**ПБ 12-529-03, п. 2.4.1**)

Обращается внимание на требование целого ряда конструкций газовых клапанов по установке перед ними фильтров. В случае, когда расстояние от ШРП, оборудованного фильтром, до главного газового клапана небольшое, в пределах 10,0 м, фильтр можно не ставить.

- далее устанавливаются последовательно шаровой кран, фильтр, шаровой кран (возможна байпасная линия на случай ремонта/чистки фильтра или катушка-проставка), газовый счетчик, шаровой кран (возможна байпасная линия на случай ремонта/поверки счетчика или катушка-проставка), газовый коллектор для подачи газа на котлы, шаровой кран перед «газо-

вой линейкой» котла. В случае наличия в котельной нескольких котлов, при расходах газа более 40 м³/ч, рекомендуется непосредственно перед подачей газа к горелке устанавливать сильфонный компенсатор, который будет сглаживать гидравлические удары при остановке и включении горелки.

На газопроводе должны быть установлены также продувочные устройства и приборы КИП.

Для котлов при расходе газа более 40 м³/ч необходимо также ставить поагрегатный учет газа (приказ Минэнерго от 16.12.2002 № 448). Поагрегатный учет требуется для выполнения ПНР, можно предусматривать прямолинейные участки для использования переносных накладных счетчиков, в этом случае стационарные счетчики при условии согласования с РТН РФ, можно не ставить.

Ввод газа в котельную через стену должен быть выполнен в футляре. Диаметр футляра должен быть не менее чем на 10,0 мм больше диаметра газопровода (для труб Ду≥32), футляр должен быть заделан в стену, его края должны быть вровень со стеной, внутри футляра не должно быть соединений, а первый сварной шов должен быть на расстоянии не менее 50 мм. (СП42-101-2003, п. 6.7; ПБ 12-529-03; п. 2.2.21).

5.3.12. Какой класс герметичности арматуры должен применяться в газоиспользующих системах?

Ответ: Для паровой фазы СУГ класс «А», для остальных случаев класс «В», для Ду до 80 мм и класс «С» для Ду более 80 мм по ГОСТ9544 (СП 42-101-2003, п. 7.1; ПБ 12-529-03, п. 2.4.6; СНиП 42-01-2002, п. 4.14).

5.3.13. Какие материалы трубопроводов допускается использовать при проектировании газового хозяйства котельных?

Ответ: При применении стальных трубопроводов необходимо руководствоваться транспортируемой средой (Тип газа, Давление и Температура газа), а также климатическими условиями, в которых будет эксплуатироваться газопровод и арматура. При этом в стальных газопроводах должна использоваться сталь с содержанием углерода не более 0,25%, серы не более 0,056%, фосфора не более 0,046% (СНиП 42-01-2002, п. 4.11).

В качестве стальных трубопроводов допускаются бесшовные трубы ГОСТ 8731, прямошовные ГОСТ 10705, электросварные прямошовные ГОСТ 10704, электросварные спиральношовные ГОСТ 20295, водогазопроводные ГОСТ 3262, с нормируемым химическим составом и механическими свойствами (группа «В»). Марку стали, диаметр и толщину стенки см. **СП42-102-2004 (табл.1 и табл. 2).**

5.3.14. Какой должен быть уклон внутренних газопроводов в котельной?

Ответ: 0,002 по ходу среды (применительно ПБ 03-585-03, п. 5.1.4).

5.3.15. Какая допустимая скорость газа должна быть в газопроводах?

Ответ: Для газопроводов низкого давления допускается скорость не выше 7,0 м/с, для среднего давления не более 15,0 м/с (СП41-101-2000, п. 7.11).

Завышенная скорость ведет к неоправданным потерям давления и самое главное — к увеличению шума в котельной.

5.3.16. Когда и где нужно предусматривать продувочные газопроводы?

Ответ: Продувочные газопроводы должны устанавливаться в наиболее удаленных местах от ввода газопровода в котельную, а также на отводе газа к каждой газоиспользующей установке перед последним по ходу газа отключающим устройством. Кроме того, продувочные устройства необходимо устанавливать на входном газопроводе, после первого отключающего устройства *(поставщики газа требуют установку продувки за счетчиком);* на байпасе между двумя запорными устройствами; на участках газопровода с отключающими устройствами на период ремонта/профилактики. Условный диаметр продувочных линий не менее 20 мм. После крана на продувочном газопроводе необходимо обязательно устанавливать кран пробоотборник, для контроля процесса продувки (СП 42-101-2003, п. 5.30). Расстояние от продувочных свечей до заборных устройств вентиляции должно быть не менее 3,0 м. На концах продувочных свечей должны быть установлены «флюгарки» препятствующие попаданию влаги (СП 42-101-2003, п. 6.13). Допускается объединять продувочные трубопроводы в одну трубу при условии одинакового давления в продуваемом газопроводе.

5.3.17. Какие газовые котлы не подведомственны ПБ 12-529-03?

Ответ: Газовое оборудование суммарной тепловой мощностью до 100 кВт не поднадзорно органам РТН (ПБ 12-529-03, п.1.1.5).

Это не значит, что при проектировании, строительстве и эксплуатации такого оборудования можно не соблюдать нормы. Нет, просто при сдаче такого объекта его приемка производится Заказчиком-Владельцем и Эксплуатирующей организацией, а также организацией, осуществляющей газоснабжение.

5.3.18. Можно ли проектировать котельные на СУГ?

Ответ: Да, можно. При этом, наряду с указанными выше правилами и нормами, необходимо обязательно руководствоваться требованиями ПБ 12-609-03.

5.3.19. Какие основные требования к котельным и основные отличия котельных, работающих на СУГ, от котельных, работающих на природном газе?

Ответ: Основным требованием является пригодность котла и горелки работать на СУГ. Необходимо отметить, что практически все современные котлы и горелки могут работать на обоих видах газа. При работе на СУГ у горелки должно меняться или перенастраиваться сопло.

Арматура и трубопроводы должны быть предназначены для работы на СУГ (иметь коррозийную стойкость к СУГ), при этом класс герметичности арматуры паровой фазы должен быть «А» по ГОСТ 9544.

Система вентиляции должна обеспечивать 2/3 вытяжной вентиляции из нижней зоны и 1/3 из верхней зоны. Кратность вентиляции должна быть не менее 10. Электродвигатели вытяжных вентиляторов должны быть во взрывозащищенном исполнении. Выброс воздуха из вытяжных систем должен быть не менее чем на 2,0 м выше конька крыши. Высота забора воздуха для приточных систем должна быть выше устья выброса не менее чем на 6,0 м (ПБ12-609-03, пп. 5.5.16, 5.5.18, 5.5.20, 5.5.27, 5.5.28).

Рекомендуется разнести зоны забора и выброса воздуха на противоположные стороны здания котельной.

6. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ КОТЕЛЬНЫХ

Котельные условно по своему назначению (в старой редакции СНиП II-35-76) делятся на:

- отопительные – обеспечивающие тепловые нагрузки отопления, вентиляции, кондиционирования и ГВС. Обычно это котельные с водогрейными котлами, вырабатывающие горячую воду с температурой до 115°С (температурный график 115/70°С или 95/70°С или другое), такие котельные не подведомственны РТН РФ в части «котлонадзора»;
- производственные – обеспечивающие тепловые нагрузки технологии. Обычно это котельные с паровыми или водогрейными котлами, вырабатывающие пар или перегретую воду с температурой выше 115°С, такие котельные подведомственны РТН РФ.
- отопительно-производственные – обеспечивающие как тепловые нагрузки теплоснабжения, так и потребности в тепле на технологические нужды. Обычно это котельные с паровыми или водогрейными котлами, вырабатывающие пар или перегретую воду с температурой выше 115°С, такие котельные подведомственны РТН РФ.

В зависимости от схемы теплоснабжения потребителей выполняются тепловые схемы котельных (выбор схемы теплоснабжения и соответственно тепловой схемы котельной должны производиться на основании технико-экономических обоснований).

Тепловые схемы котельных делятся на 2 основных типа:

- 1 тип – котельные с зависимым присоединением потребителей;
- 2 тип – котельные с независимым присоединением потребителей.

Расчетная теплопроизводительность котельной и выбор котлов производятся из условия обеспечения надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей

6.1. Каким образом определяется расчетная производительность котельной, как выбирается количество устанавливаемых в котельной котлов?

Ответ:

А) Согласно требований **СНиП II-35-76 (с изм. 1 п.1.15)**, при определении расчетной производительности котельной определяется сумма расчетных часовых расходов тепла на нужды Отопления, Вентиляции, Кондиционирования при максимальном зимнем режиме и расчетных расходов тепла на ГВС и технологию, а также расчетные значения потерь тепла тепловыми сетями и на собственные нужды (СН) котельной.

Б) Согласно требований **СП 41-104-2000 (п. 3.9)**, при определении расчетной производительности котельной определяется сумма расчетных часовых расходов тепла на нужды Отопления, Вентиляции, Кондиционирования при максимальном зимнем режиме и расчетных **среднечасовых расходов тепла на ГВС и технологию**, а так же расчетные значения потерь тепла тепловыми сетями и на собственные нужды (СН) котельной.

В) Согласно требований **СНиП 41-02-2003 (п. 5.4)**, при определении расчетной производительности котельной определяется сумма расчетных часовых расходов тепла на нужды Отопления, Вентиляции, Кондиционирования при максимальном зимнем режиме и расчетных расходов тепла на ГВС и технологию, а также расчетные значения потерь тепла тепловыми сетями и на собственные нужды (СН) котельной. При этом, в случае выхода из строя одного из установленных котлов, оставшиеся должны обеспечивать не менее 87% расчетной нагрузки ОВ для потребителей 2-й категории и 100% расчетной нагрузки ОВ для потребителей 1-й категории.

Необходимо также помнить о минимально допустимой нагрузке, снимаемой с котла, которая в основном для жаротрубных котлов лежит в диапазоне 25-40% от номинала (для 3-ходовых) и 60-100% для 2-ходовых котлов, обычно данная информация указывается в руководящих материалах на котлы.

Снижение теплосъема с котла ниже допустимого значения ведет к резкому снижению температуры уходящих газов, образованию конденсата в пос-

леднем ходу и его быстрому выходу из строя. Данное требование не распространяется на конденсационные котлы, т.е. котлы, сконструированные специально для получения дополнительного тепла в виде «скрытой теплоты парообразования» из уходящих дымовых газов.

Важно отметить, что выше указанные требования СНиП II-35-76 (с изм.1) и СНиП 41-02-2003 справедливы для котельных, обеспечивающих теплом жилой массив или несколько жилых и общественных зданий и могут не соблюдаться в случае котельной, предназначенной для теплоснабжения одного здания и установленной на крыше (встроенной/пристроенной) – см. СП 41-104-2000 (п. 3.9).

6.2. Какой вариант схемы котельной наиболее экономичный как по капитальным затратам, так и по эксплуатационным показателям?

Ответ: Если рассматривать котельную как один из элементов схемы теплоснабжения, включающей в себя еще и тепловые сети и узлы ввода потребителей, то однозначного ответа на данный вопрос нет, необходимо выполнить разработку ТЭО. Возможны разные варианты.

Если же рассматривать только котельную, то наиболее эффективным по всем показателям, включая экологию и энергосбережение, является схема с независимым присоединением потребителей за пределами котельной (2-трубная т/с и ЦТП или ИТП). Данный ответ основан на выводах, полученных автором в ходе выполнения диссертационной работы «Сравнительный анализ тепловых схем и компоновочных решений котельных средней мощности с целью оптимизации капитальных и эксплуатационных затрат и обеспечения энергетической и экологической безопасности потребителей», защищенной в 2009 г.

7. ОБОРУДОВАНИЕ, ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА

7.1. Котлы

Типы котлов условно можно разделить по следующим основным признакам:

по способу сжигания топлива:

Котлы со слоевым способом сжигания. Обычно это котлы, работающие на твердом топливе (уголь, торф, древесина, биотопливо).

Котлы с камерным сжиганием топлива. Обычно это котлы, сжигающие жидкое или газообразное топливо. Данные котлы в свою очередь делятся по принципу сжигания топлива. «Под наддувом», т.е. в топке котла повышенное давление на уровне +1-6 мм в. ст., или «Под разряжением», когда в топке котла разряжение −1,5−4 мм в. ст.

по материалу, из которого сделаны котлы:

Чугунные секционные котлы. Обычно это котлы небольшой производительности (до 1,0 МВт.).

Стальные котлы на любую мощность.

Котлы, в которых топочная часть выполнена из других материалов (медь, нержавеющая сталь и др.). Обычно это небольшие бытовые котлы мощностью до 100 квт.

по принципу прохождения теплоносителя через котел:

Водотрубные котлы, в которых теплоноситель находится в трубной части, а горячие газы омывают трубную поверхность. Например котлы КВГМ, ДКВР, ДЕ, Rendamax.

Жаротрубные (газотрубные), когда в трубной части находятся дымовые газы, а теплоноситель находится в объеме котла. Например, котлы Балт-

котломаш, Buderus, Viessmann. Жаротрубные котлы в свою очередь делятся по количеству ходов дымовых газов. В России используются как 2, так и 3-ходовые котлы. (2-ходовые котлы имеют меньший КПД, в пределах 90% и в европейских странах не используются). В настоящее время наибольшее распространение получили 3-ходовые котлы. Простейший жаротрубный котел – это топка паровоза. См также **ГОСТ 23172.**

В зависимости от параметров теплоносителя, котлы можно разделить на 2 группы:

1-я группа – котлы, попадающие под юрисдикцию Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов **(ПБ 10-574-03)** – с рабочим давлением пара более 0,07 МПа и температурой нагрева теплоносителя более 115°С.

2-я группа – котлы, вырабатывающие пар с рабочим давлением до 0,07 МПа и температурой нагрева теплоносителя до 115°С. Данные котлы попадают под юрисдикцию Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов (РОСКОММУНЭНЕРГО).

7.1.1. Какими нормативными документами необходимо пользоваться при проектировании экономайзеров, котлов-утилизаторов с температурой нагрева выше 115°С и давлением выше 0,07 МПа?

Ответ: Необходимо руководствоваться **ПБ 10-574-03**.

Согласно названным правилам п.1.1.2, требование правил распространяется на:

А) Паровые котлы, в т.ч. котлы-бойлеры, автономные пароперегреватели и экономайзеры

Б) Водогрейные и паро-водогрейные котлы.

В) Энерготехнологические котлы, включая СРК.

Г) Котлы-утилизаторы.

Д) Котлы передвижных и транспортабельных установок и энергопоездов.

Е) Котлы, работающие с высокотемпературным органическим теплоносителем (ВОТ).

Ж) Трубопроводы пара и горячей воды в пределах котла

Необходимо обратить внимание на п. 1.1.3 ПБ 10-574-03 в части пп. В и Г.

При проектировании электрокотельных (водогрейных или паровых) необходимо руководствоваться ПБ 10-575-03.

Кроме того, если объем парового и водяного пространства котла составляет 1,0 л и менее, а произведение рабочего давления (МПа) на объем (м³) менее 0,002, то такие котлы не попадают под юрисдикцию ПБ 10-574-03.

7.1.2. Какая температура поверхности котла допускается без изоляции?

Ответ: Температура на любых участках котла, где возможно соприкосновение человека с поверхностью должна быть не более 55°С **(ПБ 10-574-03, п. 3.1.6).**

Обращается внимание, что для котлов, не подведомственных ПБ 10-574-03, допустимая температура не более 45°С (Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 2.7).

7.1.3. Каково должно быть положение уровня воды в котлах?

Ответ: Нижний допустимый уровень воды в жаротрубных котлах должен быть не менее чем на 100 мм выше верхней точки поверхности нагрева котла.

Нижний допустимый уровень воды в барабанах водотрубных котлов устанавливается разработчиком, аналогично для верхнего уровня парового котла **(ПБ 10-574-03, п. 3.2; Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 2.4).**

7.1.4. Должны ли топки котлов и газоходы оборудоваться предохранительными устройствами на линии топочных газов?

Ответ: Необходимость оборудовать предохранительными устройствами котел производительностью до 60,0 т/ч определяет проектировщик котла. На котлах производительностью выше 60,0 т/ч предохранительные клапаны обязательны **(ПБ 10-574-03, пп. 3.4.1 и 3.4.2; Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 2.12).**

При объединении нескольких котлов с топкой под наддувом на одну дымовую трубу в котельной, работающей без обслуживающего персонала, необходимо в нижней части дымовой трубы, в зоне объединения газоходов, установить датчик контроля разряжения, выдающий сигнал на автоматику

безопасности всех котлов. При нарушении тяги, автоматика безопасности должна прекратить подачу топлива в котлы ***(СП 42-101-2003, п.6.33).***

Сечение газоходов и дымовых труб необходимо принимать из обеспечения стабильной и надежной работы котлов на всех режимах (максимум/минимум). При этом очень важным моментом является скорость дымовых газов. При высоких скоростях появляется значительный шум и котельная может не обеспечить нормативные требования ***СН 2.2.4/2.1.8.562-96*** *«Шум на рабочих местах, в помещениях жилых и общественных зданий, на территории жилой застройки» (для жилых комнат квартир допустимый уровень звукового давления на частоте 1000 гц 35 Дб с 7 до 23 ч и 25 Дб с 23 до 7 ч. В жилой застройке до 40 Дб). Автору известен случай в Санкт-Петербурге (130 кв.), где из-за высокого значения шума пришлось устанавливать шумопоглотители на входе и устье дымовой трубы. Установка шумоглушителей по стоимости была равна стоимости 30-метровой дымовой трубы.*

Низкие скорости на выходе из трубы (менее 2,5 м/с) могут привести к задуванию и опрокидыванию тяги. ЦКТИ им. Ползунова в справочнике «Аэродинамический расчет котельных установок. Нормативный метод» рекомендует принимать скорость дымовых газов на выходе из дымовой трубы при естественной тяге в диапазоне 6,0–10,0 м/с ***(см. также СП 41-104-2000, п.10.3).***

Ряд западных компаний, поставляющих котлы в Россию, рекомендуют устанавливать к каждому котлу свою дымовую трубу

При объединении нескольких котлов на одну дымовую трубу необходимо также устанавливать шибера для каждого котла, при этом для котлов, работающих на газе и жидком топливе в верхней части шибера должно быть отверстие диаметром не менее 50 мм ***(Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 2.11).*** *Для автоматизированных котельных рекомендуется привод шиберов делать автоматическим, связанным с автоматикой работы котла.*

7.1.5. Когда и в каких котельных должны устанавливаться «хвостовые поверхности нагрева» (экономайзеры, калориферы, воздухоподогреватели)?

Ответ: Тепловые схемы котельной и выбор оборудования решаются проектировщиком котельной. Проект котельной должен обеспечивать ее работу

с наибольшей эффективностью на всех режимах с обязательным соблюдением норм и требований безопасности. Экономическая эффективность должна определяться путем выполнения ТЭО.

Установка «хвостовых поверхностей нагрева» возможна, если конструкция котла и его технические характеристики позволяют это выполнить. Современные жаротрубные котлы, оборудованные надувными горелками (водогрейные и паровые), имеют температуру уходящих газов на уровне 120-180°С. Установка за ними, например, отдельно стоящего экономайзера, позволит снизить температуру уходящих газов до 40—80°С и получить дополнительное тепло от конденсации водяных паров (скрытая теплота парообразования 540 ккал/кг). Однако при этом возникнет необходимость установки дымососа, для преодоления сопротивления экономайзера, соответственно дополнительные затраты на электроэнергию, кроме того, возникнет необходимость сбора и раскисления конденсата. При сравнении экономических показателей (дополнительные капитальные и эксплуатационные затраты, с одной стороны, и экономия топлива — с другой) станет очевидным, что при таких параметрах установка хвостовых поверхностей экономически нецелесообразна. Более правильным является применение т.н. конденсационных котлов с встроенным экономайзером, что на сегодня и принято в ряде европейских государств на уровне ЗАКОНА.

7.1.6. Какие системы продувки и дренажей применяются в котлах?

Ответ: Все котлы, независимо от параметров, должны быть оборудованы устройствами для опорожнения и продувок. Тип, количество и места установки определяет проектировщик-конструктор котла.

(ПБ 10-574-03, раздел 3.10; Правила РОСКОММУНЭНЕРГО; раздел 5)

Объем и периодичность продувок определяется рекомендациями изготовителя котла, данными химического анализа питательной воды и результатами ПНР. Эти данные заносятся в режимную карту котла. Отключаемые участки трубопроводов должны иметь спускные устройства.

7.1.7. Сколько котлов должно быть в котельной?

Ответ: Количество котлов для котельных 1 и 2 категории надежности должно быть не менее 2-х (см. также ответ на вопрос 6.1).

7.1.8. Какие котлы рекомендуется устанавливать в крышных и встроенных котельных?

Ответ: Ограничения по типу котлов в нормативных документах (СНиП II-35-76, с изм. 1) отсутствуют.

Однако автор рекомендует в первую очередь для крышных котельных применять малогабаритные разборные котлы или проточные разборные котлы с малым водяным объемом. Данная рекомендация вызвана следующим:

- ***Для ремонта котлов или их демонтажа после истечения срока службы не требуется установка крана (территория вокруг здания обжита и занята). Котлы наверх можно поднять, используя грузовые лифты.***
- ***Уменьшается нагрузка на перекрытие здания, т.е. уменьшаются капитальные затраты на строительство.***
- ***Безопасность здания улучшается, в связи с отсутствием возможного пролива большого количества горячей воды из-за трещины в теле котла (пример — жаротрубный котел мощностью 1,5 МВт имеет водяной объем около 4,5 м³, такой же по мощности проточный котел имеет водяной объем до 0,1 м³).***

(Московские нормы разрешают использовать котлы с удельным показателем массы котла с водой к мощности котла в размере 1,5, что практически закрывает дорогу емкостным котлам). См также СП 41-104-2000 (п. 5.6).

7.1.9. Какие разрешительные документы на котлы необходимы при проектировании котельных?

Ответ: При проектировании котельных у проектировщика должны быть:

- Сертификат соответствия котлов российским нормам и правилам.
- Разрешения РТН РФ для всех котлов, изготовленных за границей, независимо от вида используемого топлива, а также для котлов, изготовленных в России, использующих газообразное топливо или с теплоносителем (Р более 0,07 МПа и Т более 115°С).

(116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», ПБ 03-517-02).

В соответствии с ФЗ «Об энергосбережении» и новым Регламентом, после 2010 г. все котлы должны будут также иметь декларацию энергетической эффективности.

7.1.10. Какие расстояния должны быть от котлов до выступающих частей строительных конструкций? Какие размеры свободных проходов должны быть для котлов?

Ответ: При размещении оборудования, включая котлы, в котельной необходимо руководствоваться **ПБ 10-574-03 (раздел 7); Правилами РОСКОММУНЭНЕРГО (раздел 4); СНиП II-35-76 (изм.1 п.1.22).**

Кроме того, необходимо руководствоваться требованиями – рекомендациями заводов, изготовителей котлов. Все проходы в котельной должны иметь высоту в чистоте не менее 2,0 м.

Для котлов, не подведомственных котлонадзору, устанавливаются следующие требования **(Правилами РОСКОММУНЭНЕРГО, пп. 4.16, 4.17):**

- ширина проходов между котлами, а также между котлом и стеной помещения должна быть не менее 1,0 м. Ширина прохода между отдельными выступающими частями котла или здания должна быть не менее 0,7 м;
- при наличии бокового обслуживания ширина должна быть увеличена до 1,5 м;
- при отсутствии бокового обслуживания обязательно наличие хотя бы одного прохода между котлами или между крайним котлом и стеной. Ширина такого прохода, а также прохода между задней стенкой котла и стеной здания должна быть не менее 1,0 м. Расстояние от котла, примыкающего к стене без прохода, должно быть не менее 70 мм.

Для котлов, подведомственных котлонадзору, устанавливаются следующие требования **(ПБ 10-574-03, пп. 7.34, 7.35):**

- при отсутствии бокового обслуживания ширина проходов между котлами, а также между котлом и стеной помещения должна быть не менее 1,0 м. Ширина прохода между отдельными выступающими частями котла или здания должна быть не менее 0,7 м;
- при наличии бокового обслуживания для котлов производительностью до 4,0 т/ч ширина прохода должна быть не менее 1,5 м. Для котлов производительностью выше 4,0 т/ч ширина прохода должна быть не менее 2,0 м.

Для котлов, не подведомственных котлонадзору, уменьшение, предусмотренное Правилами РОСКОММУНЭНЕРГО согласно п.1.22 СНиП II-35-76 изм.1, возможно. Для подведомственных котлонадзору котлов руководствоваться этим пунктом не рекомендуется.

7.2. Горелочные устройства

Горелками называются устройства, с помощью которых осуществляется процесс сжигания жидкого или газообразного топлива.

Типы горелок условно можно разделить по следующим основным признакам:

- ***по типу сжигаемого топлива:***

газовые горелки –

данные горелки в свою очередь делятся на:

«наддувные – с принудительной подачей воздуха»;

длинно факельные или коротко факельные;

инжекционные и подовые;

горелки комбинированные, предназначенные для сжигания природного газа или легкого моторного топлива, жидкотопливные горелки, предназначенные для сжигания мазута или легкого моторного топлива;

2-газовые горелки, предназначенные для сжигания природного газа, СУГили СПГ;

- ***по способу регулирования мощности (подачи топлива):***

одно-/двух-ступенчатое регулирование,

модулирующие (многоступенчатое) плавное регулирование.

- ***по характеру выбросов вредных веществ, в первую очередь CO и NOx.***

Со стандартной величиной выбросов (CO 100-120 мг/м^3 и NOx 120-200 мг/м^3).

С пониженным содержанием выбросов вредных веществ в исполнении LN (CO 60-80 мг/м^3 и NOx 80-120 мг/м^3) Необходимо отметить, что в настоящий момент российской промышленностью выпуск таких горелок не освоен.

Есть и другие критерии по классификации горелок (по степени подготовки газовоздушной смеси, по способу установки на котлах и т.п.). См. также ГОСТ 21204.

7.2.1. Какие требования выдвигаются при выборе горелок?

Ответ: При выборе горелочных устройств необходимо учитывать следующие факторы:

- Тип сжигаемого топлива.

Как уже отмечалось выше, горелки могут быть «чисто газовые», «чисто жидко-топливные», и «комбинированные». Тип топлива должен быть указан в «Задании на проектирование».

- Разрешенное давление газового топлива для данного типа котельной.

Необходимо помнить, что:

- для крышных котельных или пристраиваемых/встраиваемых в жилые здания разрешенное давление газа — до 0,005 МПа (50 мбар).

(СНиП II-35-76, с изм. 1 п.; СНиП 42-101-2002, п. 4.4)

- для таких же котельных, но предназначенных для обеспечения административных зданий, **разрешенное давление газа — до 0,3 МПа (3000 мбар).**

(см. СНиП 11-35-76, с 1 п.; СНиП 42-101-2002, п. 4.4).

- Геометрию топочной камеры (длина и диаметр факела горелки).

При определении максимально разрешенного давления на вводе в котельную необходимо помнить, что в случае установки редуцирования газа перед котельной, предохранительный запорный клапан (ПЗК) и сбросной клапан (ПСК) имеют определенные пределы настройки. ПЗК ±10%, ПСК +15%. Из этого следует, что для жилого дома максимальное давление газа после устройства редуцирования на вводе в котельную должно быть не выше 500/1,15=434 мм в. ст.

- Тип котла.

Каждая фирма-изготовитель котлов рекомендует определенный тип и производителя горелочных устройств. Для жаротрубных котлов подбор горелок, независимо от фирм-производителей, почти не отличается и сводится к следующему:

- мощность горелки должна быть выше мощности котла на величину равную КПД котла (КПДк) с учетом коэффициента (f), зависящего от вы-

соты установки котельной над уровнем моря ($Q_{горелки} = Q_{котла} : (КПДк \times f)$, это объясняется снижением содержания кислорода в воздухе. Допускается принимать, для котельных, располагаемых на высоте до 500 м от уровня моря коэффициент f = 1. Для остальных отметок значение f условно можно принять равным 0,89 — от 500 до 1000 м, и 0,79-0,72 от 1000 до 1500 м). Более точные значения f даны в справочнике фирмы Weishaupt.

- По полям характеристик горелок подбирают наиболее подходящую горелку по мощностному ряду с условием обеспечения как минимально допустимой, так и расчетной теплопроизводительности котла. Рабочая точка должна находиться в последней трети рабочего поля горелки. При этом определяют минимальное и максимальное допустимые давления топлива перед горелкой. При определении допустимого давления учитывают аэродинамическое сопротивление котла и дымоотводящего тракта. При установке шумопоглощающих кожухов на горелку необходимо прибавлять дополнительное сопротивление, около 2 мбар.

7.3. Насосы

Насосное оборудование, используемое в котельных, предназначено для обеспечения подачи теплоносителя, его циркуляции, повышения давления, подачи жидкого топлива и др. целей.

Обычно в котельных используются центробежные электрические насосы. Реже применяются плунжерные или паровые насосы. Паровые насосы иногда используются в качестве питательных насосов паровых котлов.

7.3.1. Какое должно быть количество насосов на выходе сетевой линии из котельной?

Ответ: Четкого требования в нормативных документах нет. Количество насосов на выходе сетевой воды из котельной зависит от схемы присоединения, параметров теплоносителя и тепловой мощности. В любом случае количество насосов должно быть не менее 2-х

Рекомендуется при открытой схеме теплоснабжения устанавливать раздельные группы насосов для зимнего (отопительного) периода и летнего (только ГВС) периода. При этом, с целью экономии электро-

энергии, в связи с изменением подачи теплоносителя на ГВС (максимальный/среднечасовой водоразборы), насосы необходимо оснащать частотными приводами. Как вариант возможна установка нескольких насосов, работающих по принципу каскадного включения. В старом, недействующем, СНиП 2.04.07-86 (п. 5.23) требовалось принимать:*

- *число сетевых насосов не менее 2-х, один из которых резервный. При 5 работающих насосах в одной группе резервный насос допускалось не предусматривать;*
- *подкачивающих и смесительных не менее 3-х, один из которых резервный;*
- *подпиточных, в закрытых системах, не менее 2-х, один из которых резервный. В открытых системах — не менее 3-х, один из которых резервный.*

7.3.2. Какое должно быть количество питательных насосов для паровых котлов?

Ответ: Для питания паровых котлов с Р менее 1,7 бар следует предусматривать не менее 2-х насосов (рабочий/резервный), при этом при производительности котла до 0,5 т/ч в качестве резервного можно использовать ручной насос (резервный насос можно не устанавливать, если давление в водопроводной магистрали перед котлом выше давления в котле не менее чем на 1,0 бар. На линии подачи воды необходимо устанавливать запорный и обратный клапаны) **(СНиП II-35-76, изм. 1 п. 9.15).**

Обращается внимание на то, что данный пункт СНиП, в части давления в водопроводной линии, противоречит требованиям ПБ 10-574-03 (п. 6.8.2), где давление водопровода должно быть 1,5 бар. При проектировании поднадзорных котлов необходимо руководствоваться требованиями Правил.

Для паровых котлов с Р более 1,7 бар следует предусматривать не менее 2-х насосов (рабочий/резервный), при этом рекомендуется использовать в качестве основного насоса насос с паровым приводом. Резервный насос с электроприводом. При невозможности использовать отработанный пар от парового насоса и при наличии 2-х вводов электропитания от 2-х независимых источников следует предусматривать насосы с электроприводом (для котлов с давлением до 5,0 бар или при производительности котла

до 1,0 т/ч допускается применение насосов с электроприводом при одном источнике питания) **(СНиП II-35-76, изм. 1 п. 9.16).**

Питание котлов может быть как групповым (на несколько котлов), так и индивидуальным для каждого котла. Решение принимает проектировщик. Обычно при проектировании современных импортных котлов принимают для каждого котла свою группу питательных насосов. При применении групповых насосов разной производительности, в случае выхода из строя одного из насосов наибольшей производительности, оставшиеся насосы должны обеспечить работу всех котлов с учетом расчетных расходов на продувку.

7.3.3. Какое должно быть количество питательных насосов для водогрейных котлов?

Ответ: Для водогрейных котлов, независимо от давления и температуры следует предусматривать не менее 2-х насосов (рабочий/резервный) с электроприводом.

7.3.4. Какие насосы должны оснащаться частотным приводом?

Ответ: Четкого требования в нормативных документах нет, однако исходя из требований ФЗ «Об энергосбережении» о необходимости применения современных энергосберегающих технологий рекомендуется все сетевые насосы и насосы ГВС, где возможно изменение нагрузки, оснащать частотным приводом. Также рекомендуется насосы мощностью более 30 кВт оснащать «устройствами мягкого пуска», что позволяет производить плавный запуск насосов без резких бросков пусковых токов и гидравлических ударов. Данные решения позволят получить значительную экономию электроэнергии в течение года (до 30%), а также продлить срок эксплуатации насосов.

7.3.5. Как рекомендуется выбирать насосы?

Ответ: Выбор насосов производится по двум основным характеристикам – Расходу ($м^3/ч$) и Напору (М.В.СТ или БАР или КПа). При выборе насоса основным правилом должно быть:

- производительность насоса должна обеспечивать полную подачу теплоносителя по трем характерным режимам;

- напор насоса должен быть больше гидравлического сопротивления системы с запасом не менее 10%.

При выборе сетевых насосов, обеспечивающих подачу теплоносителя в системы ОВ или ГВС, необходимо помнить, что напор насоса должен покрывать потери давления в системах. Поддержание статического давления в системах обеспечивается подпиточной линией.

Не менее важным фактором является допустимая высота всасывания или допустимая величина подпора Необходимо отметить, что величина подпора очень важна для насосов, перекачивающих горячую/перегретую воду, поскольку недостаточный подпор ведет к кавитации лопаток насоса и его разрушению.

Подбор насосов производят по «полям характеристик». При этом очень важно понимать, что характеристики выбираемого насоса должны лежать в рабочих зонах «полей характеристик Q/H и Eta-КПД».

В случае, если рабочая точка лежит левее рабочего поля (КПД), имеет место повышенное потребление электроэнергии, т.е. насос развивает напор, не имея сопротивления, двигатель насоса перегревается и он выходит из строя. При нахождении рабочей точки правее рабочего поля насос не может обеспечить подачу необходимого расхода.

Кроме этого, необходимо внимательно проверять соотношение потребной электрической мощности насоса (на валу) и мощности электродвигателя. Последняя всегда должна быть выше на 10-15%. Мощность на валу насоса можно определить по формуле: $N_н=(Q*H)/\zeta*367$,

где Q($м^3$/ч); H(м.в.ст.)

Производительность всех насосов определяют по формуле

$G=Q: (T1-T2)xC$ $м^3$/ч,

где : Q – максимальная нагрузка (кВт),

T1 – температура воды на выходе (°C),

T2 – температура воды на входе (°C),

C – теплоемкость (кВт/кг°C).

Напор насосов рекомендуется принимать на 10% выше расчетного, но не менее чем на 20-30 кПа выше общего расчетного гидравлического сопротивления тракта **(СП 41-104-2000, п. 5.18)**.

Дополнительные рекомендации:

- Производительность циркуляционных насосов ГВС рекомендуется принимать равным 10% от максимального расхода воды на ГВС (**СП 41-104-2000, п. 5.18**).
- При выборе питательных насосов паровых котлов их производительность должна покрывать 100% производительность котла, а также расходы воды на восполнение продувок.
- Производительность рециркуляционных насосов котлов (для поддержания минимально допустимой температуры на входе в котел) должна быть не менее 30% емкости котла (Рекомендации фирм, изготовителей котлов).

Кроме того, необходимо обращать внимание на допустимое давление в корпусе насоса, данное замечание особенно важно для высотных зданий.

7.3.6. Какие насосы должны оснащаться АВР?

Ответ: АВР (Автоматическое включение резервного насоса при отключении основного) необходимо обязательно проектировать для всех случаев, когда имеет место наличие резервных насосов в автоматизированных котельных с отсутствием постоянного обслуживающего персонала (**СНиП II-35-76, изм.1 п. 14.7**).

Рекомендуется совмещать АВР и частотный привод в одном шкафу, что позволяет снизить капитальные затраты.

7.4. Теплообменное оборудование

При выборе теплообменников необходимо четко представлять допустимые потери давления по греющей и нагреваемой сторонам. Необоснованно завышенные потери давления приведут к увеличению напора насосов и соответственно к ухудшению эксплуатационных характеристик котельной из-за перерасхода электроэнергии, а также увеличению кап. затрат на приобретение более дорогих насосов.

Заниженные потери давления в теплообменнике приведут к низким скоростям движения воды и соответственно к скорейшему образованию отложений.

В настоящий момент практически все изготовители теплообменного оборудования предоставляют проектировщикам программы по расчету и выбору теплообменников.



7.4.1. Какие теплообменные аппараты должны устанавливаться в котельных?

Ответ: В котельных рекомендуется устанавливать современные энергосберегающие теплообменные аппараты. Для систем ОВ и ГВС **(СП 41-104, п. 5.11)** рекомендуется использование кожухо-трубных или пластинчатых теплообменников. Для систем ГВС допускается применение емкостных водоподогревателей.

7.4.2. Какое количество теплообменных аппаратов должно быть в котельных?

Ответ: В котельных должно быть не менее 2-х теплообменников (рабочий/резервный) для обеспечения нагрузок систем. При выходе из строя одного из теплообменников систем ОВ и кондиционирования, оставшиеся должны обеспечить отпуск тепла потребителям в режиме самого холодного месяца, кроме систем, не допускающих снижение нагрузки. Для систем ГВС должно устанавливаться не менее 2-х теплообменников, каждый из которых рассчитан на среднечасовое значение, их общая мощность должна быть равна максимально часовому расходу тепла. **(СП 41-104-2000, пп. 5.8, 5.9).**

7.4.3. Как выбирается производительность теплообменников?

Ответ: Производительность теплообменников выбирается по максимальному расходу тепла, подаваемого в системы ОВ и кондиционирования. Теплообменники системы ГВС должны подбираться по максимальному расходу теплоносителя, при этом рекомендуется устанавливать не менее 2-х теплообменников, рассчитанных на среднечасовое значение.

Допускается объединять системы с одинаковыми параметрами по температуре теплоносителя на общую группу теплообменников. Для снижения капитальных затрат возможно устанавливать на системы ОВ и кондиционирования, если нет жесткого требования о 100% резервировании в «Задании на проектирование», 2 теплообменника. Один, рассчитанный на 100% нагрузки, — основной теплообменник, и второй, рассчитанный на 87% нагрузки, — резервный.

7.4.4. Как рекомендуется организовывать потоки теплоносителей в теплообменниках?

Ответ: Для максимальной эффективности работы теплообменников необходимо использовать схему противотока.

В кожухо-трубных теплообменниках греющая вода должна подаваться:

- в трубки, для систем ОВ и кондиционирования,
- в межтрубное пространство для систем ГВС.

В пластинчатых теплообменниках греющая вода должна обязательно омывать крайние пластины (вдоль первой и последней пластин), (СНиП 41-02-2003, п.14.11).

7.5. Химводоподготовка (ХВП) и водно-химический режим (ВХР)

ВХР котельной очень важен для надежной и долговечной работы котельной. Повышенное содержание растворенного кислорода или солей жесткости, ведет к коррозии стальных материалов и образованию накипи, что в свою очередь понижает эффективность работы оборудования и трубопроводов, ведет к перерасходу топлива и электроэнергии и быстрому выходу системы теплоснабжения из строя

Требования по ВХР (нормы качества питательной/подпиточной и котловой воды) изложены в руководящих материалах, а также в требованиях заводов-изготовителей оборудования, в первую очередь котлов и пластинчатых теплообменников.

Необходимо отметить тот факт, что современные 2- и 3-ходовые жаротрубные котлы в России стали применяться относительно недавно, и четких требований по ВХР для жаротрубных котлов в нормативных документах нет.

Требования заводов-изготовителей могут различаться как между собой, так и с нормативными требованиями. В этом случае необходимо руководствоваться требованиями заводов изготовителей.

Например, фирма Viessmann рекомендует для своих жаротрубных низкотемпературных котлов (температура теплоносителя до 115°С) обеспечивать следующие характеристики воды:

Рн от 8,3 до 10,0, Общая жесткость Жо до 0,39 мг-экв/л, Железо до 0,1 мг/л, Свободный кислород до 0,1 мг/л.

7.5.1. Какие требования по ВХР должны предъявляться к паровым котлам?

Ответ: Необходимо в первую очередь руководствоваться требованиями заводов-изготовителей котлов, которые прошли сертификацию и имеют разрешения РТН (ГГТН).

Для паровых котлов, подведомственных РТН РФ, ПБ 10-574-03 раздел 8.2, в зависимости от типа котла (жаротрубный/водотрубный) рекомендует:

Жаротрубные котлы:

Показатель	На мазуте	На газе
Прозрачность по шрифту (см), не менее	40	20
Общая жесткость, мкг х экв/кг	30	100
Содержание растворенного кислорода для котлов паропроизводительностью 2,0 т/ч и более мкг/кг	50	100

Водотрубные котлы с естественной циркуляцией:

Показатель	Рабочее давление, МПа (кг/см²)			
	0,9 (9,0)	1,4 (14,0)	2,4 (24,0)	4,0 (40,0)
Прозрачность по шрифту (см), не менее	30	40	40	40
Общая жесткость, мкг х экв/кг мазут	30	15	10	5
Газ	40	20	15	10
Содержание железа, в пересчете на Fe (мкг/кг)	Не нормир.	300	100	50
Содержание меди, в пересчете на Cu (мкг/кг)	Не нормир	Не нормир	Не нормир.	10
Содержание растворенного кислорода для котлов паропроизводительностью 2,0 т/ч и более (мкг/кг) мазут	50	30	20	20
Газ	100	50	50	30
Значение pH, при 25°C	8,5-10,5	8,5-10,5	8,5-10,5	
Содержание нефтепродуктов (мг/кг)	5	3	3	0,5

Для паровых котлов, не подведомственных РТН РФ, прямых требований, кроме требований заводов-изготовителей, нет. При этом водный режим должен обеспечивать работу котлов без повреждения их поверхностей нагрева вследствие отложений накипи и шлама и коррозии метала. Периодичность чистки котлов должна быть такой, чтобы толщина отложений в наиболее теплонапряженных участках поверхности нагрева не превышала, к моменту его остановки на чистку, 0,5 мм.

(Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 6.1, 6.2, 6.3; ПБ 10-574-03, п. 8.1.3).

7.5.2. Какие требования по ВХР должны предъявляться к водогрейным котлам?

Ответ: Необходимо в первую очередь руководствоваться требованиями заводов-изготовителей котлов, которые прошли сертификацию и имеют разрешения РТН (ГГТН).

В зависимости от типа котла (жаротрубный/водотрубный), в случае если котлы подведомственны РТН РФ, ПБ 10-574-03 (раздел 8.2), рекомендует:

Показатель	Тип системы теплоснабжения					
	Открытая			Закрытая		
	Температура воды					
	125	150	200	125	150	200
Прозрачность по шрифту (см) не менее	40	40	40	30	30	30
Карбонатная жесткость: мкг х экв/кг	800	750	375	800	750	375
При pH не более 8,5	700	600	300	700	600	300
При pH более 8,5	Не допускается			По РД24.031.120-91		
Содержание железа, в пересчете на Fe (мкг/кг)	300	300	250	600	500	375
Содержание растворенного O2 (мкг/кг)	50	30	20	50	30	20
Значение pH, при 25°C	0,7 – 8,5			0,7-11,0 кроме латуни		
Содержание нефтепродуктов (мг/кг)	1,0					

Для водогрейных котлов, не подведомственных РТН РФ, прямых требований, кроме требований заводов-изготовителей, нет. При этом водный режим должен обеспечивать работу котлов без повреждения их поверхностей нагрева вследствие отложений накипи и шлама и коррозии метала. Пе-

риодичность чистки котлов должна быть такой, чтобы толщина отложений в наиболее теплонапряженных участках поверхности нагрева не превышала, к моменту его остановки на чистку, 0,5 мм. **(Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 6.1, 6.2, 6.3).**

7.5.3. Какой порядок контроля ВХР в котельной?

Ответ: Нормы качества котловой воды, режим ее коррекции, продувок и т.п. должны приниматься на основании инструкций заводов-изготовителей котла и инструкций организаций, выполняющих ПНР **(ПБ 10-574-03, п. 8.3).**

Для контроля качества воды в котельной обязательно должны быть установлены охладители проб.

Контроль проб необходимо осуществлять на линиях:

- пар от котлов и пар на производство,

Обращается внимание на давление пара. Если оно выше 0,8 МПа, на входе в охладитель проб необходимо устанавливать 2 запорных органа (ПБ 10-574-03, п. 6.6.8).

- возврат конденсата с производства и наружных сетей,
- из деаэратора,
- питательной воды на вводе в котел,
- котловой воды на выходе из котла,
- сетевой воды на выходе из котельной,
- сетевой воды на входе в котельную.

Если имеется несколько выходов, например, раздельные выходы от одной группы теплообменников на отопление и вентиляцию, контроль качества на выходе может быть один, а на входе на каждой линии.

- сетевой воды на входе и выходе ГВС.

7.5.4. Какие основные схемы ХВП применяются в котельных?

Ответ: Схемы ХВП выбирают в зависимости от типа установленных котлов (паровой/водогрейный, жаротрубный/водотрубный), схемы присоединения потребителей и качества исходной воды

Наиболее распространенной схемой для удаления солей жесткости при поступлении в котельную воды питьевого качества по ГОСТ 2874 является схема с одноступенчатым или двухступенчатым Na-катионированием, когда соли Ca+ и Mg+ заменяются в ионообменных фильтрах на соли NaCl.

При небольшом превышении содержания растворенного железа до 1,0/л, оно может убираться на ионообменных фильтрах. При больших содержаниях растворенного железа, а также для удаления коллоидного железа необходимо устанавливать специальные картриджные фильтры.

Удаление кислорода для паровых котлов, подведомственных РТН, в основном происходит в деаэраторах атмосферного типа, как наиболее надежных и устойчивых в работе. Диапазон нормальной работы от 30 до 130%.

В последнее время широкое применение получили установки для связывания растворенного в воде кислорода путем ввода специальных комплексонов — ингибиторов. Связывание кислорода используют и как дополнительную опцию при работе деаэратора.

7.5.5. Какие требования предъявляются к организации продувки паровых котлов?

Ответ: Прямые требования в нормативных документах отсутствуют.

В паровых котлах различают 2 типа продувок:

- ***Периодическая, которая производится периодически, на основании инструкции по эксплуатации котла, в соответствии с режимной картой (по ПНР).***
- ***Постоянная, которая производится постоянно, на основании инструкции по эксплуатации котла, в соответствии с режимной картой (по ПНР).***

Для барабанных водотрубных котлов обычно периодическая продувка производится из нижнего барабана (донная продувка). Постоянная продувка производится из-под зеркала испарения верхнего барабана и не связана с нижней продувкой.

Для жаротрубных паровых котлов обычно периодическая продувка производится из нижней части котла (донная продувка). Постоянная продувка производится из под зеркала испарения верхней части котла и не связана с нижней продувкой.

Более подробно см «Справочник по водоподготовке котельных установок» О.В. Лифшиц.

При величине непрерывной продувки более 2% экономически выгодно устанавливать сепаратор непрерывной продувки и использовать теплоту сброса от продувки, направляя выпар от сепаратора в деаэратор, а горячую воду в охладитель продувок. Сброс горячей воды от продувок непосредственно в канализацию запрещен. Ряд западных компаний (например Spirax-Sarko) предлагают схемы с непосредственной подачей охлаждающей воды в нижнюю часть сепаратора для обеспечения температуры сбросной воды на уровне 45°С (см также вопрос 7.1.6).

7.5.6. Как определяется производительность ХВП?

Ответ: Производительность ХВП определяется в зависимости от назначения ХВП:

- для паровых котлов – производительность ХВП должна обеспечивать расход питательной воды равный сумме максимальных потерь пара и конденсата технологическими потребителями, сетями и котельной, а также потерь с непрерывной и периодической продувкой *(при определении расхода воды на ХВП необходимо учитывать также расход воды на регенерацию ХВП);*
- для подпитки тепловой сети – в соответствии со строительными нормами и правилами по проектированию т/с **(СНиП 41-02-2003, п. 6. 13., п. 6.-18)**. Закрытые системы 0,75% от объема сети, Открытые системы Gгвс*1,2+0,75%*Vсист;
- для первоначального или аварийного заполнения систем т/с из расчета 8-и часового времени заполнения систем.

7.5.7. На какой минимальной отметке должен устанавливаться деаэратор?

Ответ: Прямые требования в нормах отсутствуют.

Отметка установки деаэратора выбирается из условия обеспечения невскипания воды в питательных насосах. Современные насосы, например «Грундфосс», способны перекачивать горячую воду с температурой 100-105°С. При этом, согласно требованиям завода-изготовителя, допустимая величина подпора должна быть не менее 2,5 м. Это и будет минимальная отметка днища бака у деаэратора. Величину подпора необходимо определять по полям характеристик насосов, указанных обычно в каталогах на насосы.

Необходимо также при применении деаэраторов с гидрозатворами обратить на размер гидрозатвора, который имеет большие размеры по высоте и должен устанавливаться на определенном уровне относительно водяного и парового уровня воды в деаэраторе.

7.5.8. Кто должен обеспечивать водно-химический режим котла и питательного тракта?

Ответ: Водно-химический режим котла и питательного тракта должен обеспечивать эксплуатационный персонал, на основании инструкций и режимных карт, разработанных при проведении ПНР (**ПБ 10-574-03, п. 8.1.15, 8.1.16**).

В проектной документации должны быть обязательно отражены требования по показателям воды и данные по исходной воде. Кроме того, в проектной документации должна быть информация о межрегенерационном периоде работы ХВП, сведения о его продолжительности, расходе соли на одну регенерацию и общий порядок проведения регенераций.

7.5.9. Какие котлы должны быть оборудованы установками для докотловой обработки воды?

Ответ: Все паровые котлы с естественной и принудительной циркуляцией, производительностью до 0,7 т/ч, и прямоточные паровые котлы, независимо от производительности, а также все водогрейные котлы должны быть оборудованы устройствами для докотловой обработки воды (**ПБ 10-574-03, п. 8.1.1; Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 6.1**).

7.5.10. Какой организацией должен проводиться выбор способа обработки воды для питания котлов?

Ответ: *Выбор способа и схемы обработки воды для питания котлов должен производиться специализированной (проектной) организацией* (**ПБ 10-574-03 п. 8.1.2**).

7.5.11. Допускается ли подпитка сырой водой котлов, оборудованных устройствами для докотловой обработки?

Ответ: Нет. **ПБ 10-574-03 (п. 8.1.4)**.

Одновременно **СНиП 42-101-2003 (п. 6.17)** требует предусматривать дополнительную аварийную подпитку химически не обработанной сырой

водой с расходом 2% от емкости системы. В этом случае в **ПБ 10-574-03 (п. 8.1.4)** допускается такая линия с обязательным устройством на ней 2-х последовательных контрольных клапанов. Клапаны должны быть закрыты и опломбированы, между ними должен быть установлен контрольный кран в положении — открыто. Рекомендуется перед местом врезки сырой воды в питательную установить на питательной линии обратный клапан, препятствующий подаче сырой воды на выход ХВП.

7.6. Сосуды под давлением. Расширительные баки

7.6.1. На какие сосуды в котельной распространяется действие правил?

Ответ: Действие Правил распространяется на сосуды, работающие под давлением воды с температурой больше 115°С или других нетоксичных и невзрывопожароопасных жидкостей при температуре, превышающей температуру кипения при давлениях выше 0,07МПа;

Сосуды, работающие под давлением пара, газа или токсичных взрывопожароопасных жидкостей при давлениях выше 0,07МПа.

Следовательно, на компенсаторы температурного расширения (Расширительные баки), устанавливаемых в обычных котельных на обратных магистралях с температурой обычно не выше 80°С данные Правила не распространяются.

7.6.2. Допускается ли установка запорной-арматуры перед Расширительным баком?

Ответ: Нет не допускается, однако для обеспечения возможности ремонта или замены бака без остановки котельной рекомендуется на линии перед баком установить запорный орган со съемной ручкой. Запорный орган должен быть установлен в открытом положении и опломбирован. В проекте и инструкции по эксплуатации ОБЯЗАТЕЛЬНО должна присутствовать запись о рабочем положении органа и наличии пломбы.

7.6.3. На каких магистралях в котельной необходимо устанавливать расширительные баки?

Ответ: Расширительные баки необходимо устанавливать на обратных линиях систем ОВ и на котлах. Резервирование расширительных баков не требуется, однако рекомендуется, наряду с расширительными баками,устанавливать предохранительные клапаны.

7.7. Дымовые трубы, газоходы

Отвод продуктов сгорания от котлов производится по газоходам в дымовые трубы. При проектировании газоходов и дымовых труб необходимо в первую очередь пользоваться требованиями и данными заводов-изготовителей котлов. Основная масса изготовителей жаротрубных котлов с наддувными горелками не рекомендует работу нескольких котлов на одну трубу, требуя соблюдения принципа: «один котел – одна труба».

Однако решение данного вопроса лежит в руках проектировщика. Объединение всегда возможно при соблюдении основных требований:

- Вход газоходов в трубу от разных котлов должен быть разнесен по высоте (желательно не менее 3-х диаметров подводящего газохода, но не менее 0,75 м).
- При отключении на одну трубу нескольких котлов, на газоходах, согласно **ПБ 12-529-03 (п. 5.9.16)** должны стоять регулируемые шибера, имеющие отверстия диаметром не менее 50 мм. Согласно **СП 42-101-2003 (п. 6.33)** в нижней точке дымовой трубы должен быть выполнен контроль разряжения с выводом сигнала на автоматику безопасности всех котлов. При нарушении работы дымовой трубы по разряжению, подача газа на горелки котлов должна быть прекращена.
- Самотяга дымовой трубы должна обеспечивать стабильную работу котлов, как при максимальной, так и при минимальной нагрузке.

Котлы и газоходы должны иметь взрывные клапана, количество и место установки взрывных клапанов на котлах определяет завод-изготовитель котлов. Ряд сертифицированных и имеющих разрешения ГГТН РФ котлов не имеют взрывных клапанов. Например, котлы фирм «Виссманн» и «Будерус».

Выбор сечения газоходов и дымовой трубы должен производиться на основании аэродинамического расчета. Отвод продуктов сгорания, в рассматриваемых настоящим справочником котельных, в основном происходит за счет естественной тяги (самотяги).

Газоходы и дымовая труба будут нормально работать, если самотяга трубы будет больше общего сопротивления дымоотводящего тракта при максимальной нагрузке не менее чем на 20%.

Рекомендуемые скорости движения дымовых газов при номинальной на-

грузке в газоходах и дымовой трубе при естественной тяге должны лежать в диапазоне 5–10 м/с, что необходимо для предотвращения задувания и опрокидывания тяги при пониженных нагрузках.

В случае установки котельных не на «нулевой отметке», например на кровле, а также в районах с отметкой уровня поверхности земли выше «нуля по Балтийской системе координат» (барометрическое давление ниже 760 мм.рт.ст), при определении самотяги необходимо вводить коэффициент барометрического давления равный Рбар : 760, где: Рбар – фактическое барометрическое давление в месте установки котельной.

Поскольку в рассматриваемых котельных в основном используются газоходы круглого сечения, имеющие плавные повороты ($R/d \geq 0,9$), а количество таких поворотов обычно не более 3-х, коэффициент местных сопротивлений допустимо принять равным 0,3.

В расчет самотяги обязательно вводить температуру дымовых газов с учетом потерь температуры по тракту

Расчет самотяги обязательно выполнять на максимальные зимний и летний периоды.

В случае, если скорости дымовых газов на выходе из устья дымовой трубы будут ниже допустимых, рекомендуется устанавливать конффузор.

7.7.1. Какими требованиями необходимо руководствоваться при выборе высоты дымовой трубы?

Ответ: Высота дымовой трубы определяется из 2-х факторов:

- обеспечение нормативного значения рассеивания вредных веществ,
- обеспечение необходимой тяги (самотяги) для нормальной работы котлов.

В любом случае высота дымовой трубы должна быть выше границы ветрового подпора не менее чем на 0,5 м и не может быть ниже высоты конька кровли близлежащих зданий в радиусе 10 м (**СНиП II-35-76, изм. 1 п. 7.14**).

7.7.2. Кем и как определяется необходимость установки взрывных клапанов на газоходах?

Ответ: Количество и место размещения взрывных клапанов на газоходах определяет проектная организация. В современных нормативных материа-

лах нет четких данных, по каким критериям определяется необходимость установки взрывных клапанов.

Рекомендуется для определения количества необходимых взрывных клапанов воспользоваться следующей методикой:

- ***минимально допустимая площадь взрывного клапана на газоходе 0,05 м²*** **(Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 2.12);**
- ***объем газовоздушной смеси, который способен пропустить один взрывной клапан 0,05:0,03=1,67 м³, где 0,03 м² на 1,0 м³ объема газохода (по примеру площади легко сбрасываемых конструкций в котельной).***
- ***взрывные клапаны устанавливаются в верхних точках горизонтальных газоходов. Взрывные клапаны требуют периодического обслуживания, в связи с чем необходимо предусматривать в проекте либо площадки, либо специальные трапы.***

7.7.3. Какими устройствами должна оборудоваться дымовая труба и газоходы?

Ответ: Дымовые трубы и газоходы должны быть газоплотными, теплоизолированными и оборудоваться:

- лючками для осмотра и чистки,
- взрывными клапанами (только газоходы при необходимости, согласно расчета),
- площадками обслуживания и ремонта (при необходимости),
- молниеприемником (использование в качестве молниеприемника наружного покровного слоя из-за его малой толщины 0,8·1,0 мм недопустимо, по нормам ПУЭ),
- световыми заградительными огнями (огни Эола) Световые огни должны размещаться ниже устья трубы на 1,5—3,0м. Количество и расположение огней должно быть таким, чтобы с любого направления полета было видно не менее 2-х огней. Световое ограждение должно включаться автоматически в темное время суток и при плохой видимости **(ПБ 03-445-02, п. 7; СНиП II-35-76, изм.1 п. 7.18).** Необходимость установки огней определяется ТУ организаций, отвечающих за воздушное пространство. Обычно необходимость установки огней возникает при строительстве труб в зоне трасс самолетов или при высоте дымовых труб более 30,0 м. При проек-

тировании светового ограждения необходимо наряду с выше названными выше нормативными документам, также пользоваться «Наставлениями аэродромной службы в гражданской авиации» НАС ГА-86).

Для конденсационных котлов тепловая изоляция газоходов не требуется.

Для современных котлов производительностью до 20,0 МВт рекомендуется применять металлические дымовые трубы. Для конденсационных котлов при температуре уходящих газов 70°С и ниже применяются пластиковые трубы.

7.7.4. Какие требования предъявляются к расстоянию от дымовой трубы до вентиляционных каналов и продувочных свечей?

Ответ: Расстояние от труб до вентканалов и продувочных свечей должно быть не менее 3,0 м. **(СНиП II-35-76, изм.1 п. 7.14).**

7.7.5. Какие требования предъявляются к расстоянию между коксиальными дымовыми трубами?

Ответ: Коксиальными называются дымовые трубы, обеспечивающие одновременно удаление дымовых газов и подачу воздуха на горение, применяются только для небольших конденсационных котлов. В российских нормах ответ отсутствует. По Европейским стандартам это расстояние не менее 3,0 м.

7.8. Запорная арматура

Запорная арматура в котельной служит для возможности отключения неработающего оборудования или каких-либо линий. В качестве запорной арматуры могут применяться дисковые поворотные затворы, задвижки, шаровые краны, клапаны, винтили. Тип арматуры не регламентируется нормативными документами и выбирается проектировщиком. При выборе арматуры основными техническими критериями должны быть параметры и вид транспортируемой среды, а также условия, в которых данная арматура должна эксплуатироваться (температура и влажность наружного воздуха).

Количество запорной арматуры должно быть минимально необходимым, без излишнего дублирования.

В верхних точках трубопроводов необходимо устанавливать автоматичес-

кие воздушники или воздушники с ручной арматурой, находящейся в зоне обслуживания. Диаметр воздушников обычно принимается 1/2". В нижних точках необходимо устанавливать спускники. Диаметр спускников обычно принимается 1".

Обычно вся арматура в месте прохода через нее среды имеет уменьшенный внутренний диаметр, что приводит к увеличению гидравлического сопротивления тракта (за исключением клиновых задвижек). В последнее время в котельных стала применяться полнопроходная запорная арматура (дисковые затворы и шаровые краны), что практически снимает сопротивление.

7.8.1. Где нужно устанавливать запорную арматуру на паровых и водогрейных котлах?

Ответ: Запорную арматуру на паровых и водогрейных котлах необходимо устанавливать в местах, предусмотренных требованиями завода-изготовителя и **ПБ 10-574-03 (раздел 6.6).**

7.8.2. Допускается ли применять запорную арматуру в качестве регулирующей?

Ответ: Категорически не допускается. **(СП 41-104-2000, п. 8.1.11).**

7.8.3. Допускается ли применять в котельных арматуру из серого чугуна?

Ответ: Допускается, если ее характеристики не противоречат параметрам и типу транспортируемой среды, за исключением спускных, продувочных и дренажных линий **(СП 41-104-2000, п. 8.1.10).**

В котельных рекомендуется устанавливать арматуру из стали, ковкого или высокопрочного чугуна.

7.9. Регулирующая арматура

Регулирующая арматура в котельной предназначена для поддержания определенных значений параметров внутри и на выходе из котельной. Обычно используются регуляторы температуры, давления или расхода «прямого действия», или эти же регуляторы с приводами. В качестве приводов могут использоваться гидравлические исполнительные механизмы (ИМ), пневматические или электрические ИМ. Тип арматуры не регламентируется нормативными документами и выбирается проектировщиком.

При выборе регуляторов, наряду с данными по параметрам, типу транспортируемой среды, условиям, в которых данная арматура должна эксплуатироваться (температура и влажность наружного воздуха), наиболее важным является пропускная способность регулирующего клапана (коэффициенты K_v или K_{vs}). Это коэффициент пропускной способности при полностью открытой арматуре. $Kvs = G:\sqrt{\Delta P}$ (Расход/$\sqrt{}$ гидравлическое сопротивление).

7.9.1. Где нужно устанавливать регулирующую арматуру на паровых и водогрейных котлах?

Ответ: Регулирующую арматуру на паровых и водогрейных котлах необходимо устанавливать в местах, предусмотренных требованиями завода-изготовителя и **ПБ 10-574-03 (раздел 6.6).**

7.10. Предохранительные клапаны

Предохранительная арматура и устройства в котельной устанавливаются с целью защиты оборудования и котельной, обеспечения безопасных условий и расчетных режимов эксплуатации.

7.10.1. Какие устройства допускается применять в качестве предохранительных?

Ответ: В качестве предохранительных устройств обычно используются предохранительные клапаны разного типа.

- рычажные,
- пружинные,
- импульсные (обычно для паровых котлов с давлением выше 4,0 МПа),
- гидрозатворы (для $P \leqslant 1{,}2$ ата.) **(ПБ 10-574-03, п..6.2.3).**

7.10.2. Сколько предохранительных устройств должно быть установлено на каждом паровом и водогрейном котле? Какой должна быть суммарная пропускная способность устанавливаемых на паровом котле предохранительных устройств?

Ответ: Количество предохранительных клапанов на котле нормируется ПБ 10-574-03 и паспортом котла. На паровом и водогрейном котле с отключаемым по воде экономайзером, поднадзорных котлонадзору ($P \geqslant 0{,}07$ МПа

и T≥115°C), должно быть не менее 2-х предохранительных клапанов, **(ПБ10-574-03, п. 6.2.5).**

Для неподведомственных котлов количество клапанов должно быть:

- водогрейные мощностью до 0,4 МВт – 1 клапан;
- водогрейные мощностью выше 0,4 МВт — 2 клапана;
- паровые котлы – 2 клапана.

(Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 5.2.6, см. также изменения № 1, 2, допускающие при определенных условиях не устанавливать предохранительные клапаны на котлах).

7.10.3. Допускается ли установка на одном патрубке от котла 2-х предохранительных клапанов?

Ответ: В ПБ 10-574-03 запрет отсутствует. Согласно п 6.2.7 пропускная способность устанавливаемых на паровом котле клапанов должна быть не менее расчетной производительности котла. Одновременно в Правилах «Роскоммунэнерго» п.5.2.3 требует: при установке на одном патрубке нескольких клапанов, площадь поперечного сечения патрубка должна быть не менее 1,25 суммарной площади всех клапанов, установленных на патрубке. ***Рекомендуется это требование перенести и на поднадзорные котлы.***

7.10.4. Как определяется пропускная способность предохранительного клапана? На какое расчетное давление должны рассчитываться предохранительные клапаны?

Ответ: Для водогрейных котлов, не подведомственных котлонадзору, число и размер седла предохранительных клапанов рассчитываются по формуле:

- для водогрейных котлов с естественной циркуляцией ndh=0,000006*Q,
- для водогрейных котлов с принудительной циркуляцией ndh=0,000003*Q,

где: n – число клапанов, d – диаметр клапана, h – высота подъема клапана, Q – максимальная производительность котла, ккал/ч.

(Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 5.2.14)

В любом случае, расчет и количество предохранительных клапанов на котлах обычно проектировщика не касается. Основным является вопрос выбора предохранительных клапанов на трубопроводах для защиты оборудования или в случае установки регуляторов давления. Всегда после регулятора давления (редукционного клапана) необходимо устанавливать предохранительный клапан.

Пропускная способность клапана на трубопроводах должна рассчитываться по номограммам изготовителя, исходя из условия максимального расхода или номинальной производительности парового котла. Давление в защищаемом элементе не должно превышать расчетное более чем на 10% **(Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 5.2.15; ПБ10-573-03, п. 2.8.2; ПБ 10-574-03, п. 6.2.15).**

Для защиты сосудов под давлением требования по предохранительным клапанам изложены в **п. 5.5.9 ПБ 03-576-03.**

7.10.5. В каком документе должны быть указаны методика и периодичность регулирования предохранительных клапанов на котлах, пароперегревателях, экономайзерах и давление начала их открытия? В каком документе должна быть указана характеристика пропускной способности предохранительного клапана?

Ответ: Указанная информация должна быть указана в паспорте клапана. **(ПБ10-574-03, п. 6.2.14).**

В проектной документации обязательно указывается давление начала срабатывания клапана, пропускная способность, расчетное давление и температура.

7.10.6. Как должна проверяться работоспособность клапанов?

Ответ: Конструкция предохранительных клапанов должна предусматривать возможность проверки его работоспособности в рабочем состоянии путем принудительного открывания (подрыва) клапана.

(Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 5.2.4; ПБ10-574-03, п. 6.2.19).

Обычно для организации «подрыва» клапана на рычаг клапана рекомендуется присоединить трос, спущенный на площадку обслуживания котла.

7.10.7. Как должен решаться отвод выхлопа от предохранительного клапана?

Ответ: Отвод выхлопа от предохранительного устройства необходимо устраивать таким образом, чтобы не было возможно попадание его на персонал. Эти трубопроводы должны быть защищены от замерзания и оборудованы дренажами для слива скапливающегося в них конденсата. Установка запорных органов на линиях дренажа не допускается **(ПБ 10573-03, п. 2.8.3, ПБ 10-574-03, п. 6.2.21; Правила РОСКОММУНЭНЕРГО, п. 5.2.5).**

Рекомендуется для водогрейных котельных, независимо от рабочей температуры, устанавливать внутри котельной одну или несколько закрытых металлических воронок (небольшой прямоугольный ящик, сужающийся книзу). В нижней части приварен выпускной патрубок. В верхней части сделано одно или несколько отверстий, в зависимости от количества подсоединенных сбросных труб, и отверстие для присоединения дыхательной трубы) Такое решение позволит избежать ожогов персонала или посторонних лиц, что может произойти, если трубопровод вывести за пределы котельной, и избежать замерзания сбросной трубы. В зоне возможного нахождения людей, если температура сбросной линии выше 55°С, трубопровод и воронку рекомендуется заизолировать.

Для паровых котлов, независимо от рабочего давления, отвод выхлопа необходимо вывести на кровлю, не менее 1,0 м от точки выхода. В месте выхода необходимо установить «Т-образный» гаситель давления со скошенными кромками. Установка «Г-образного» гасителя неправильна.

Если в конструкции клапана не предусмотрена линия сброса конденсата, такую линию необходимо выполнить, расположив ее как можно ближе к клапану. Установка на этой линии запорных устройств запрещается. Данную линию необходимо соединить с линией безнапорных сливов.

7.11. Трубопроводы котельной и тепловая изоляция

Трубопроводы в котельной служат для соединения оборудования между собой и соединения котельной с внешними сетями. Трубопроводы котельной делятся между собой в зависимости от среды в них протекающей. Согласно ГОСТ 21.206 (СПДС) и Стандарта АВОК «Условные графические обозначения в проектах отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и теплохолодоснабжения». АВОК 2003 г. в проектах должны быть приняты следующие обозначения:

Т1-Т1_	Трубопроводы теплоснабжения подающие
Т2-Т2_.	Трубопроводы теплоснабжения обратные
Т3	Трубопроводы ГВС подающие
Т4	Трубопроводы ГВС циркуляционные (обратные)
Т5	Трубопроводы горячей воды технологические подающие
Т6	Трубопроводы горячей воды технологические обратные
Т7 – Т7_	Трубопроводы пара
Т8 – Т8....	Трубопроводы конденсата
ТА1	Трубопровод теплоснабжения антифриз подающий
ТА2	Трубопровод теплоснабжения антифриз обратный
ТН1	Трубопроводы теплоснабжения теплового насоса подающий
ТН2	Трубопроводы теплоснабжения теплового насоса обратный
Т91	Трубопровод питательной воды
Т92	Трубопровод непрерывной продувки
Т93	Трубопровод периодической продувки
Т94	Трубопровод подпиточный
Т95 – Т95 _	Трубопроводы напорного слива
Т96 – Т96..	Трубопроводы безнапорного слива
Т97	Трубопровод атмосферный
Т98	Трубопровод паро-воздушной смеси
В1	Водопровод хозяйственно-питьевой
В2	Водопровод противопожарный
В3	Водопровод производственный
В12	Водопровод после 1 ступени Na-катионитных фильтров
В13	Водопровод после 2 ступени Na-катионитных фильтров
Б1 – Б1_	Водопроводные линии в хим. реагентов ХВП
К1	Канализация бытовая
К2	Канализация дождевая
К3	Канализация технологическая
Н1 – Н1.	Трубопроводы жидкого топлива подающие
Н2 – Н2....	Трубопроводы жидкого топлива обратные
Г1	Газопровод низкого давления
Г2	Газопровод среднего давления 1 категория
Г3	Газопровод среднего давления 2 категория
Г4	Газопровод высокого давления
Г5	Продувочный газопровод
Г6	Сбросной (безопасности) газопровод
А0 – А.. .	Воздухопроводы

7.11.1. Как определяется категория трубопроводов в котельной?

Ответ: Категория устанавливается только для трубопроводов, подведомственных котлонадзору (P≥0,07 МПа и T≥115°C). Категория трубопроводов указана в **ПБ 10-573-03** (табл.1). В основной своей массе трубопроводы котельных относятся к 4-й категории.

7.11.2. К какой категории принадлежит трубопровод с температурой 105°C и давлением 0,6 МПа?

Ответ: Эти трубопроводы вне категории.

7.11.3. Какие трубы должны использоваться для проектирования трубопроводов пара и конденсата?

Ответ: Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов, работающих под давлением должны применяться материалы, разрешенные РТН РФ. При выборе материалов трубопроводов, наряду с техническими параметрами транспортируемой по трубам среды, необходимо учитывать влияние низких температур наружного воздуха при их транспортировке, монтаже и эксплуатации. Для проектирования трубопроводов перегретой воды (T≥115°C), пара и конденсата рекомендуется применять трубы, указанные в табл. 2 и 3 приложения 5 **ПБ 10-574-03**.

7.11.4. Какие трубы должны использоваться при проектировании трубопроводов горячей воды?

Ответ: Для проектирования трубопроводов горячей воды рекомендуется использовать трубы, указанные в **СП 41-104-2000** (раздел 8, табл. 2). **(ГОСТ 10704, ГОСТ 20295, ГОСТ 8732)** Для систем ХВС, ГВС допускается применять водогазопроводные оцинкованные трубы со сборкой на резьбе по **ГОСТ 3262**. При выборе материалов трубопроводов, наряду с техническими параметрами транспортируемой по трубам среды, необходимо учитывать влияние низких температур наружного воздуха при их транспортировке, монтаже и эксплуатации.

7.11.5. Каким образом должны прокладываться и крепиться трубопроводы в котельной?

Ответ: Трубопроводы в котельной должны прокладываться с учетом их температурного расширения, для чего необходимо максимально использовать самокомпенсацию, за счет углов поворотов трасс. В случае невозможности

обеспечения самокомпенсации, необходимо устанавливать сильфонные компенсаторы **(СП 41-104-2000, п. 8.1.6)**. Минимальные расстояние между наружными стенками трубопроводов, а также до строительных конструкций необходимо принимать по **ПБ 10-573-03** (раздел 5.1, табл. 7).

7.11.6. Допускается ли сваривать между собой фасонные изделия (отводы, переходы, тройники и т.д.)?

Ответ: Допускается. Сварку подведомственных РТН трубопроводов необходимо вести в строгом соответствии с требованиями **ПБ 10-573-03** (раздел 2.3). Сварка этих элементов с фланцами без промежуточного штуцера допускается только для труб и деталей с Ду до 100 мм, и Р не более 2,5 МПа, и Т не более 350°С.

В остальных случаях для приварки элемента к фланцу рекомендуется использовать воротниковые фланцы.

Крутоизогнутые фланцы вваривать непосредственно в трубы не допускается. **(СНиП 41-02-2003, п.10.33).**

7.11.7. Какое расстояние между сварным швом и опорой, между соседними сварными швами допускается для трубопроводов котельной?

Ответ: Расстояние между сварным швом и опорой рекомендуется принимать исходя из обеспечения требований Правил контроля, осмотра и термообработки **(ПБ 10-573-03, п. 2.3.10).**

Рекомендуется принимать не менее 100 мм.

7.11.8. Какая толщина изоляции должна быть на трубах в котельной?

Ответ: Все трубопроводы котельной, имеющие температуру поверхности выше 50°С, должны быть заизолированы. Толщина изоляции должна обеспечивать температуру на ее поверхности.

- для теплоносителя с $T \geq 100$°С – не более 45°С
- для теплоносителя с $T < 100$°С – не более 35°С **(СП 41-104-200, п. 9.1).**

В котельных, подведомственных РТН РФ, требования по изоляции и по температуре отличаются от **СП 41-104. Так, п. 2.1.8 ПБ 10-573-03** *допускает*



температуру на поверхности изоляции 55°С. Пользоваться таким значением для автономных котельных автор не рекомендует.

При проектировании изоляции необходимо обратить внимание на максимально допустимую температуру для каждого изоляционного материала. Целый ряд изоляционных материалов рассчитан на температуру не более 95°С.

Поверх изоляции необходимо наносить покровный (защитный) слой. Возможно использовать изоляционные материалы с уже имеющимся защитным слоем (кашированная изоляция). Поверх изоляции на все трубопроводы котельной, независимо от поднадзорности или нет РТН РФ, наносятся опознавательная окраска и указатели направления движения среды по ГОСТ 14202.

Изоляция наносится на трубопроводы после их приемки.

7.11.9. Какие методы испытаний трубопроводов применяются после монтажа в котельной?

Ответ: В котельной после ее монтажа трубопроводов последние должны подвергаться гидравлическим испытаниям. Давление испытания должно быть равным 1,25 Рабоч, но не менее 0,2 МПа. Для гидравлического испытания должна использоваться вода с температурой не ниже +5°С и не выше 40°С. Температура стенки труб не должна быть выше 0°С. Использовать сжатый воздух для подъема давления не допускается **(ПБ 10-573-03, раздел 4.12)**.

7.11.10. Кто должен изготавливать паспорт трубопроводов?

Ответ: На все поднадзорные РТН РФ трубопроводы должен быть изготовлен организацией-владельцем паспорт трубопровода, который подлежит регистрации в РТН РФ (за исключением трубопроводов IV категории Ду до 100 мм. Для них паспорт регистрируется владельцем). Паспорт трубопроводов никогда не может входить в состав проектной документации. Владелец трубопровода имеет право поручить изготовление паспорта монтажной организации **(ПБ 10-573-03, раздел 5.1)**.

7.11.11. Как определяются диаметры спускных и дренажных трубопроводов в котельной?

Ответ: Диаметры спускных и дренажных трубопроводов определяются исходя из расчетного времени опорожнения трубопроводов.

В случае необходимости постоянного дренажа трубопровода, например отвод конденсата, на трубопровод должен устанавливаться специальный «дренажный штуцер-карман». *Обязательное условие для коллекторов.*

Диаметр трубопроводов должен приниматься по **ПБ 10-573 (раздел 5.2)**, но не менее 25 мм.

8. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Электроснабжение котельных обычно включает в себя разделы силового электрооборудования, освещения (основного, резервного, ремонтного, аварийного), уравнивания потенциалов и молниезащиты. Основным документом при проектировании электроснабжения является ПУЭ.

8.1. Как определяется категория надежности по электроснабжению?

Ответ: Категория надежности по электроснабжению определяется на основании категории надежности по теплоснабжению потребителей.

Для объектов 2 категории по надежности теплоснабжения в котельной должна быть принята 2 категория надежности по электроснабжению.

Для объектов 1 категории по надежности теплоснабжения в котельной должна быть принята 1 категория надежности по электроснабжению.

ПУЭ, Раздел 1 (п. 1.2.18), дано четкое понимание термина «категория надежности по электроснабжению»:

- **Электроприемники 1 категории** — электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу безопасности государства, значительный материальный ущерб, нарушение функционирования особо важных объектов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

  Из этой категории дополнительно выделяется особая группа **(1 особая категория)**, бесперебойная работа которой необходима для безаварийной работы производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

- **Электроприемники 2 категории** — электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции,

массовым простоям рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

- **Электроприемники 3 категории** — электроприемники, не попадающие под определение 1 и 2 категорий.

8.2. Какое количество вводов электропитания должно быть в котельной?

Ответ: В котельных 1 и 2 категорий должно быть не менее 2-х вводов от 2-х независимых источников питания (ТП). Для котельных больниц, родильных домов, детских дошкольных учреждений с круглосуточным пребыванием детей, картинных галерей необходимо обеспечивать 1 особую категорию, для чего рекомендуется устанавливать третий ввод, например, от дизель-генераторной станции.

Для котельных 3 категории допустимо устраивать один ввод. При этом система пожарной сигнализации должна обеспечиваться по 1 категории, что может быть решено путем установки автономного источника (аккумулятора).

На секциях РУ-0,4кв в котельной необходимо обязательно выполнять устройство автоматического ввода резервного питания (АВР).

8.3. Какое количество секций шин должно быть в ГРЩ (ВРУ) котельной?

Ответ: В котельной 1 и 2 категории должно быть не менее 2-х шин с устройством АВР ввода (ПУЭ, п. 1.2.10)

8.4. К какой категории по степени опасности поражения людей электрическим током относится помещение котельной?

Ответ: По степени опасности поражения людей электрическим током помещение котельной относится к помещениям с повышенной опасностью, (ПУЭ, часть 1, п. 1.1.13).

Помещение современной котельной является сухим, токопроводящая пыль отсутствует, химически активные и органические среды отсутствуют.

8.5. К какой зоне по взрыво-, пожароопасности, согласно ПУЭ, относится котельная?

Ответ: Согласно ПУЭ (п.7.3.47 и 7.4.7) зоны в помещениях и зоны наружных установок, в которых твердые, жидкие и газообразные горючие вещества сжигаются в качестве топлива или утилизируются путем сжигания, не относятся в части их электрооборудования к взрыво-, пожароопасным. При этом во всех котельных, работающих на газе или жидком топливе, требуется предусматривать необходимый минимум взрывозащищенных светильников, включаемых перед началом работы котельной установки выключателями, расположенными за пределами котельной.

Электродвигатели вентиляторов, включаемых перед пуском котельной, необходимо устанавливать за пределами котельной или выполнять во взрывозащищенном исполнении.

8.6. Как должны прокладываться и крепиться кабели и светильники в котельной?

Ответ: Кабели в котельной должны прокладываться по строительным конструкциям здания или на опорах в лотках. Светильники в котельной должны устанавливаться так, чтобы обеспечивать необходимую освещенность всех рабочих зон, в т.ч. под площадками и в зонах проходов/выходов. Светильники должны быть доступными для их безопасного, с использованием при необходимости инвентарных технических средств, обслуживания. Для подвеса светильников рекомендуется иметь свесы длиной не более 1,5 м. Спуски электропроводки к оборудованию, щиткам, выключателям и т.п. должны быть защищены от механических повреждений до высоты не менее 1,5 м от уровня пола или площадки обслуживания (ПУЭ, п. 2.1.52).

8.7. Какое расстояние должно быть от ГРЩ котельной до всех трубопроводов в котельной? Какие расстояния должны быть от кабелей до трубопроводов в котельной?

Ответ: Расстояние от ГРЩ (ВРУ) в котельной по горизонтали до всех трубопроводов, включая газопровод и газовый счетчик, должно быть не менее 1,0 м. (ПУЭ, п. 7.1.28)

Трубопроводы прокладывать над щитами не рекомендуется, в случае, если технически невозможно выполнить данную рекомендацию, над щитами

необходимо установить защитный козырек. Установка ответвлений или арматуры, а также разборных соединений над щитами недопустимо.

Расстояние от кабелей до трубопроводов должно быть равным:

- По горизонтали – для всех труб, кроме газа и жидкого топлива – 100 мм. Для труб газа и жидкого топлива – 400 мм.
- По вертикали – для всех труб, кроме газа и жидкого топлива – 50 мм Для труб газа и жидкого топлива – 100 мм При этом, на участке пересечки с горячими трубами, на кабельной трассе должна быть выполнена дополнительная тепловая защита, кроме того, кабели должны быть защищены от механических повреждений на расстоянии не менее 250 мм в обе стороны от пересечки (**ПУЭ, п.2.1.56, 2.1.57**).

8.8. Какое должно быть сечение у проводников основной системы уравнивания потенциалов в котельной?

Ответ: Сечение у проводников основной системы уравнивания потенциалов в котельной должно быть не менее половины наибольшего сечения защитного проводника, если сечение проводника уравнивания потенциалов не превышает 25 мм^2 по меди (**ПУЭ, п. 1.7.137 и п. 1.7.126**).

8.9. Как определить часовую, суточную и годовую потребность в электрической энергии для котельной?

Ответ: Максимальная часовая электрическая нагрузка определяется на основании максимальной нагрузки работающего оборудования.

Суточная потребность в электроэнергии определяется исходя из суточной работы оборудования, особенно это должно касаться насосов ГВС и обеспечения максимальной и среднечасовой нагрузки ГВС. Годовая потребность определяется аналогично суточной.

8.10. Необходимо ли устанавливать в котельных электрические счетчики?

Ответ: Да, обязательно. Счетчик в котельной должен выполнять функцию коммерческого (при требовании энергосбытовой компании) или технологического учета. «..Производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов» **Ст. 13 ФЗ-261 от 29.11.2009 г**

9. АВТОМАТИЗАЦИЯ

Раздел автоматизации предусматривает решение вопросов контроля, регулирования, управления, сигнализации и безопасной эксплуатации котельной. Правильно построенная система автоматизации работы котельной обеспечивает, наряду с безопасной эксплуатацией, значительную экономию эксплуатационных расходов путем их минимизации.

9.1. Какой стандартный перечень сигналов должен передаваться в диспетчерский пульт для котельных без постоянного присутствия обслуживающего персонала?

Ответ: Стандартный перечень сигналов, передаваемых на диспетчерский пульт, указан в **СНиП II-35-76 (с изм.1 п.15.15)**:

- обобщенный сигнал неисправности работы оборудования;
- сигнал срабатывания быстродействующего запорного клапана на топливной магистрали;
- сигнализация по загазованности по CO и CH_4 в размере 10% от нижнего предела.

Кроме того, в диспетчерскую или на пульт охраны должны передаваться сигналы о несанкционированном вскрытии котельной и пожаре **(ПБ 10-529-03, п. 9.13)**.

Сигналы в диспетчерской должны быть световыми и звуковыми.

Рекомендуется в котельных к разряду аварийной ситуации отнести длительное время срабатывания (более 3-х часов) клапана подпитки первичного и вторичного контуров. В современных системах подпитка контура является аварийной ситуацией, т.к. утечки из системы возможны только при аварийных ситуациях. Отсутствие информации о наличии подпитки может привести к аварийным ситуациям на тепловых сетях или непосредственно в котельной.

9.2. В каких случаях должна прекращаться подача топлива в котельных без постоянного присутствия обслуживающего персонала?

Ответ: Подача топлива в котельную должна прекращаться:

- при загазованности по CO и CH_4 в размере 10% от нижнего предела;
- при пожаре в котельной;
- при исчезновении электропитания. **(ПБ 12-529-03, п. 5.9.14).**

9.3. В каких случаях должна прекращаться подача топлива в котлы?

Ответ: Подача топлива в котлы должна прекращаться при:

- повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелкой согласно проектного решения и паспортных данных;
- понижении давления жидкого топлива перед горелкой согласно проектного решения и паспортных данных, за исключением ротационных горелок;
- понижении давления воздуха для дутьевых горелок, согласно проектного решения и паспортных данных;
- уменьшении разряжения в топке котла, если это задано конструкцией котла согласно проектного решения и паспортных данных;
- погасании факела горелок, отключение которых при работе котла не допустимо;
- неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения;
- повышении температуры воды на выходе из котла;
- повышении или понижении давления воды на выходе из котла (действительно только для котлов, подведомственных котлонадзору (P⩾0,07 МПа, T⩾115°C) **(СНиП II-35-76, с изм.1 п. 15.6; ПБ 12-529-03, п. 5.9.10).**

Отечественные и западные производители горелочного оборудования оснащают газовый тракт к горелке специальными клапанами контроля герметичности, которые при наличии малейшей утечки газа отсекают его подачу на котел.

9.4. Должна ли устанавливаться в котельной световая и звуковая сигнализация, если сигнал неисправности передается на диспетчерский пульт?

Ответ: Во всех котельных должна быть световая и звуковая сигнализация неисправности или аварийной ситуации. Причем для котельных, работающих без постоянного присутствия обслуживающего персонала, в котельной должна быть расшифровка аварийного сигнала.

Ссылка на **п.15.16 СНиП** об обязательном наличии сигнализации только для котельных с обслуживающим персоналом некорректна, поскольку дежурный персонал, придя в котельную по вызову диспетчера должен видеть и слышать аварийные сигналы, находясь в котельной.

Обязательный перечень неисправностей со световыми и звуковыми сигналами указан в **СНиП II-35-76, с изм.1 п. 15.16.**

9.5. В каком разделе проекта должны быть заказаны монтажные комплекты для установки приборов КИП?

Ответ: Данный вопрос возникает из-за несогласованности монтажных организаций. Монтажники технологи, выполняя разводку трубопроводов в котельной должны установить на них закладные конструкции, на которых в дальнейшем монтажниками КИП крепятся приборы контроля автоматики

Для установки манометров на горячую воду с $T \geq 70°C$ обязательно необходимо ставить сильфон (трубку Перкинсона), которая защищает манометры или датчики давления от температурных расширений и бросков давления. Перед манометром необходима установка трехходового вентиля. Однако целый ряд современных манометров оборудованы встроенным вентилем и сильфоном.

Поэтому проектант технолог должен, выдав задание проектанту КИП, получить от него обратную информацию и в случае необходимости заказать в спецификации монтажный комплект для установки приборов КИП.

Автор рекомендует в этом случае воспользоваться нормалями АООТ «Монтажавтоматика». Аналогично с установкой термометров и датчиков температуры.

9.6. Какой объем информации должен контролироваться в котельной?

Ответ: Если Заданием на проектирование не оговорен объем автоматизации и диспетчеризации (АСУ ТП или стандартный набор), при организации контроля работы теплотехнических параметров работы котельной необходимо устанавливать показывающие и регистрирующие приборы согласно требований **(СНиП II-35-76, с изм. 1 п. 15.30 по п. 15.46).**

В котельных на газовом тракте необходимо выполнять поагрегатный учет расхода газа, при единичной мощности котла выше 290 кВт. **(приказ МинЭнерго РФ № 448 от 16.12.2002** при расходе газа от 40 м³/ч).

Заводы-изготовители могут устанавливать дополнительные приборы, обеспечивающие безопасную работу котлов, например, практически все импортные котлы имеют «защиту от выкипания», которая российскими нормами не предусмотрена. Ряд фирм на паровых котлах для выполнения автоматической продувки устанавливают приборы контроля солесодержания (кондуктометры) и т.п.

9.7. Какие манометры допускается использовать в котельной?

Ответ: В котельной должны устанавливаться манометры, включенные в Государственный Реестр средств измерения. Манометры импортного производства должны иметь сертификат соответствия и Разрешение РТН РФ, в случае их установки на поднадзорные участки (перегретая вода, пар, газ). Манометры должны иметь паспорт и клеймо госповерителя.

Манометры с истекшим сроком поверки к установке не допускаются.

Манометры необходимо выбирать таким образом, чтобы стрелка показаний рабочих параметров находилась в средней трети шкалы. Класс точности манометров зависит от параметров измеряемой среды и должен быть не ниже, чем 2,5 – при рабочем давлении до 2,5 МПа.

9.8. Какие требования имеются по установке манометров? На какой высоте установки манометра должен быть установлен сниженный манометр в качестве дублирующего?

Ответ: Манометры необходимо устанавливать так, чтобы их показания были видны обслуживающему персоналу, шкала должна быть расположе-

на вертикально или с наклоном вперед до 30°. Перед манометром должен обязательно устанавливаться трехходовой кран или аналогичное устройство для продувки, проверки и отключения. Для манометров на паровой среде должна устанавливаться сильфонная трубка условным диаметром не менее 10 мм. Манометры в зависимости от высоты установки от уровня обслуживаемой площадки должны быть:

- диаметром 100 мм — при высоте до 2,0 м.,
- диаметром 160 мм — при высоте от 2,0 до 5,0 м.,
- диаметром 250 мм — при высоте от 5,0 м., при этом необходимо устанавливать сниженный манометр в качестве дублирующего.

(ПБ 10-573-03, пп. 6.4.9; 6.4.10).

9.9. В каких местах должны обязательно устанавливаться манометры?

Ответ: Места установки манометров оговорены в требованиях **ПБ 10-573-03, раздел 6.4; Правилах РОССКОММУНЭНЕРГО, раздел 5.4; СНиП II-35-76, с изм.1 раздел 15.**

Установка одного манометра с запорными органами на линиях до и после насосов противоречит требованиям Правил РОССКОММУНЭНЕРГО (п. 5.4.9)

9.10. Какие термометры допускается использовать в котельной? Какие требования имеются по установке термометров?

Ответ: В котельной должны устанавливаться термометры, включенные в Государственный Реестр средств измерения. Термометры импортного производства должны иметь сертификат соответствия и Разрешение РТН РФ, в случае их установки на поднадзорные участки (перегретая вода, пар, газ). Термометры должны иметь паспорт и клеймо госповерителя. Установка ртутных термометров в котельных запрещена.

9.11. В каких местах должны обязательно устанавливаться термометры?

Ответ: Места установки термометров оговорены в требованиях ПБ 10-573-03, раздел 6.5; Правилах РОССКОММУНЭНЕРГО, раздел 5.5; СНиП II-35-76, с изм. 1, раздел 15.



9.12. Какие указатели уровня допускается использовать в котельной? Какие требования имеются по установке указателей уровня?

Ответ: Указатели уровня в котельных должны быть прямого действия, в случае если расстояние от площадки обслуживания до указателя уровня превышает 6,0 м, а также в случаях плохой видимости приборов должны быть установлены 2 сниженных дистанционных указателя уровня. Сниженные указатели уровня должны присоединяться к котлу отдельными штуцерами. Места установки указателей уровня оговорены в требованиях **ПБ 10-573-03, раздел 6.3; Правилах РОССКОММУНЭНЕРГО, раздел 5.3; СНиП II-35-76, с изм.1, раздел 15.**

9.13. Какие приборы и устройства допускается подключать к указателю уровня прямого действия, его соединительным трубам или штуцерам?

Ответ: Подключение любых устройств, кроме датчика сигнализатора предельных уровней, к указателю уровня запрещено **(ПБ 10-573-03, п. 6.3.3).**

9.14. Какие требования предъявляются к установке указателей уровня воды прямого действия?

Ответ: Указатели уровня должны быть подключены непосредственно на оборудование, допускается подключать указатели уровня через дистанционную колонку с диаметром не менее 70,0 мм. Диаметр соединительной трубки при ее длине до 0,5 м должен быть не менее 25 мм, а при большей длине диаметр принимается равным 50,0 мм. На указателях уровня должны быть установлены запорные органы, отключающие их от котла и позволяющие выполнить продувку. Продувку указателя уровня необходимо производить через воронку разрыва струи с обеспечением невозможности выброса горячей воды наружу. Сбросную трубу в местах возможного нахождения обслуживающего персонала необходимо заизолировать.

Расстояние по вертикали от площадки обслуживания указателя уровня до середины водоуказательного стекла должно быть не менее 1,0 м и не более 1,5 м.

Высота прозрачного элемента указателя уровня должна быть не менее чем на 25,0 мм выше допустимого предела уровня воды.

(ПБ 10-573-03, п. 6.3.2; 6.3.9; 6.3.12; 7.4.5).

9.15. Какие требования предъявляются к системам контроля загазованности в котельной? Где и как должны устанавливаться приборы контроля и защиты по загазованности?

Ответ: В котельной должны устанавливаться приборы контроля загазованности по CH_4 и CO. При достижении первого порога загазованности должна срабатывать сигнализация. При достижении второго порога по CH_4 должна прекращаться подача газа в котельную. При достижении второго порога по CO возможно два решения. Первое решение предусматривает отключение подачи газа в котельную, второе решение позволяет не прекращать подачу газа и требует установки аварийной вытесняющей вентиляции (второе решение применяется в котельных крайне редко).

Пороговые значения для разных газов составляют:

Порог	Концентрация мг/м³	
	CO	CH4
1	20±5 (ПДК рз)	0,5%НКПР
2	95 – 100 (5ПДК рз)	1% НКПР

Приборы контроля загазованности должны иметь 1 категорию электропитания.

Приборы контроля CO должны устанавливаться на расстоянии 150–180 см от пола или рабочей площадки рабочей зоны обслуживающего оператора, или непосредственно у входа в котельную без постоянного пребывания персонала. При наличии в котельной нескольких этажей, каждый этаж необходимо рассматривать как самостоятельное помещение. Норма установки приборов – 1 прибор – датчик контроля CO на каждые 200 м² площади котельной. Датчик контроля CO необходимо располагать не ближе 2,0 м от места подачи приточного воздуха.

Приборы – датчики контроля CH_4 необходимо устанавливать в верхней части котельной, под потолком, если потолок имеет балки покрытия высотой более 0,3 м и образующие отдельные секции, датчики необходимо устанавливать в каждой секции. Датчики необходимо устанавливать таким образом, чтобы их можно было периодически обслуживать, для чего рекомендуется использовать систему паллиспастов (**РД 12-341-00. ПБ 12-529-03**).

9.16. Допускается ли совместная прокладка кабелей КИП и силовых кабелей? Как должны прокладываться и крепиться кабели?

Ответ: Совместная прокладка кабелей КИП и силовых кабелей на одном лотке (рядом) возможна только при наличии экранной защиты кабелей КИП, в противном случае из-за наводки система КИП нормально функционировать не будет.

9.17. Какие расстояния должны быть от кабелей КИП до трубопроводов в котельной?

Ответ: Расстояние от кабелей до трубопроводов должно быть равным:

- По горизонтали – для всех труб, кроме газа и жидкого топлива – 100 мм. Для труб газа и жидкого топлива – 400 мм.
- По вертикали – для всех труб, кроме газа и жидкого топлива – 50 мм. Для труб газа и жидкого топлива – 100 мм. При этом, на участке пересечки с горячими трубами, на кабельной трассе должна быть выполнена дополнительная тепловая защита, кроме того, кабели должны быть защищены от механических повреждений на расстоянии не менее 250 мм в обе стороны от пересечки (ПУЭ, п. 2.1.56, 2.1.57).

9.18. Какой длины допускается выполнять импульсные трубки?

Ответ: Длину импульсных трубок необходимо принимать по паспортам оборудования/арматуры, для которых данные импульсные линии предназначены. В случае отсутствия информации рекомендуется длина не более 10,0 м.

9.19. Какие требования должны соблюдаться при установке узлов учета (расходомеров)?

Ответ: При установке узлов учета (расходомеров) необходимо строго соблюдать требования изготовителей расходомеров. Измерение расхода жидкости с дальнейшей коррекцией по давлению и температуре может осуществляться по различным принципам (анеометрический, электромагнитный, вихревой, струйный, ультразвуковой, диафрагменный и др.). В зави-

симости от типа измерительного устройства требования могут быть разные. В основном они сводятся к допустимым длинам прямолинейных участков до и после расходомера, а также направлению движения потока измеряемой среды (горизонтально или вертикально). При установке счетчиков на вертикальные участки необходимо обратить внимание на требования по направлению потока (исходящий – вверх или нисходящий – вниз).

При измерении расхода тепла обязательным условием является наличие комплектного набора термометров сопротивления.

Измерительный комплекс должен быть рассчитан на расчетные параметры измеряемой среды (P, T).

Узлы учета необходимо проектировать:

- по теплу, в соответствии с **«Правилами учета тепловой энергии и теплоносителя»** Минтопэнерго РФ 1995 г и в соответствии с техническими требованиями, инструкциями заводов-изготовителей;
- по газу, для турбинных и ротационных счетчиков, в соответствии с **ПР 50.2.019-2003** «Количество природного газа. Методика выполнения измерений при помощи турбинных и ротационных счетчиков» и в соответствии с техническими требованиями, Инструкциями, заводов изготовителей

Установку счетчиков необходимо производить в зонах, удобных для обслуживания. Высоту установки газовых счетчиков следует предусматривать равной 1,6 м от уровня площадки обслуживания **(СП 42-101-2003, п. 6.47).**

9.20. Допускается ли не устанавливать в котельной, обеспечивающей теплом только одно здание, узлы учета энергоресурсов?

Ответ: Нет, не допускается. В соответствии со ст. 13 ФЗ-261 «Об энергосбережении...» от 23.11.2009 г. «...Производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов».

10. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КРЫШНЫХ КОТЕЛЬНЫХ

10.1. **Крышные котельные, как массовое явление, появились у нас в стране в конце 90-х годов прошлого века. Первым документом по крышным котельным была временная Инструкция 1996 г. разработанная при непосредственном участии санкт-петербургских специалистов А.С. Хотченкова и Л.С. Иоффе. После апробирования инструкция была отменена в 2000 г. изменениями к СНиП II-35-76. В настоящее время крышные котельные нашли широкое применение по всей территории России.**

К основным особенностям крышных котельных необходимо отнести:

- работа только на газообразном топливе;
- полная автоматизация процессов.

При проектировании крышных котельных, обычно в них размещаются только котлы, приготовление теплоносителя, расширительные баки, водоподготовка, основное насосное оборудование располагается в подвальной части или на технических этажах.

Такое решение позволяет минимизировать нагрузки на здание и снизить акустические нагрузки.

Основной ошибкой проектировщиков, при проектировании крышных котельных является использование неразъемных емкостных жаротрубных котлов Почему автор называет такое решение ошибочным? Ответ очевиден, срок службы названных котлов составляет от 10 до 20 лет. Жилой дом строится на гораздо больший срок. Замена котлов с использованием башенного крана будет невозможна Именно по этой причине в Москов-

ские нормы по проектированию крышных котельных введено требование о соотношении массы и мощности котла, которое практически закрывает емкостным котлам путь на крышу жилых зданий.

10.2. Основные требования для крышных котельных

10.2.1. Допускается располагать крышные котельные на перекрытиях любых зданий (за исключением зданий категорий А и Б по взрывной и пожарной опасности) (СНиП II-35-76, изм.1 п.1.6). Для жилых зданий размещение котельной непосредственно на перекрытии (перекрытие жилого дома не может служить основанием для пола котельной) не допускается (СНиП II-35-76, изм.1 п. 1.7).

10.2.2. Максимально возможная отметка для размещения котельной без согласования с органами МЧС (ГосПожНадзора) — 26,5 м. (СНиП II-35-76, изм. 1 п. 11.19)

Максимальная разрешенная мощность по нормативным документам, 3,0 МВт – для жилых зданий и 5,0 МВт – для производственных зданий (СНиП II-35-76, изм.1 п. 1.6 и 1.7). Местные строительные нормы Санкт-Петербурга (ТСН 30-306-2002, п. 10.18) и для Москвы (ТСН АИТ-2004, МО п. 4.6) допускают увеличение мощности крышной котельной до 5,0 МВт. Давление газа на вводе в крышную котельную должно быть:

- для жилого здания — до 0,005 МПа;
- для общественного, административного и бытового здания — до 0,3МПа,
- для производственного здания – до 0,6 МПа (СНиП 42-01-2002, п. 4.4). При этом открытые участки газопровода должны прокладываться по простенку шириной не менее 1,5м (СНиП II-35-76, изм.1 п. 11.59). В этом же пункте говорится о давлении газа для крышной котельной не более 5 КПа (0,005 МПа), что противоречит более позднему СНиП 42-01-2002 (табл. 2).

Рекомендуется пользоваться при выборе давления требованиями более позднего документа СНиП 42-01-2002 (табл. 2).

- Для крышной котельной следует предусматривать выход на кровлю из основного здания по маршевой лестнице. При уклоне кровли более 10% следует предусматривать ходовые мостки шириной 1,0 м с перилами

от выхода на кровлю до котельной и по периметру вокруг котельной. Конструкция мостков должна быть из негорючих материалов, (рекомендуется выполнять мостки из просечной стали, высота перил не менее 900,0 мм).

- Несущие и ограждающие конструкции крышных котельных должны иметь предел огнестойкости не менее 0,75 часа; предел распространения пламени равным 0,00, а кровельное покрытие под котельной и на расстоянии 2,0 м по периметру, выполненным из негорючих материалов **(СНиП II-35-76, изм.1 п. 3.9 и 3.10)**.

Для крышных котельных должна быть выполнена гидроизоляция пола на высоту не менее 100,0 мм и в выходных дверях должен быть выполнен порожек высотой не менее 100 мм.

Сопротивление воздухопроницанию и паропроницанию покрытия зданий для крышных котельных должны соответствовать СНиП «Строительная теплотехника» **(СНиП II-35-76, изм.1 п. 3.9)**.

В котельной должен быть гидроизолированный пол на высоту не менее 100 мм. Выходные двери должны иметь порожек на высоту не менее 100 мм.

10.2.3. В крышных котельных необходимо устанавливать малогабаритные, разборные, проточные котлы с отношением массы котла с водой к мощности котла не более 1,5.

10.2.4. В крышных котельных жилых зданий необходимо устанавливать туалет (биотуалет) и раковину.

10.2.5. Приготовление воды первичного контура, теплообменное, насосное оборудование и расширительные баки, рекомендуется выносить из крышной котельной в подвал или технический этаж. Из котельной рекомендуется выпускать 2 трубы (подающая и обратная). Присоединение вторичного контура к крышной котельной рекомендуется выполнять через гидравлический разделитель.

На выходе труб из котельной необходимо устанавливать виброизолирующие вставки. Отвод сливов от предохранительных клапанов необходимо осуществлять по отдельному выпуску, не соединяя его с общедомовой

канализацией. Выпуск из котельной необходимо проектировать чугунной или стальной трубой. В случае применения пластмассы, она должна быть рассчитана на температуру выпуска (в зависимости от параметров теплоносителя температура может доходить до 115°С).

От дымовых труб котельных необходимо предусматривать отвод конденсата, при этом рекомендуется в котельной устанавливать установки раскисления конденсата.

11. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПАРОВЫХ КОТЕЛЬНЫХ

Проектирование паровой котельной, или котельной, работающей на перегретой воде, практически ничем не отличается от проектирования котельной с низкотемпературными параметрами.

Основной особенностью для данных котельных является соблюдение требований ВХР для котлов, а именно:

- поддержание допустимого содержания растворенного в питательной воде кислорода;
- обеспечение требуемых заводом-изготовителем значений pH, жесткости, содержания железа и нефтепродуктов.

Решение данной проблемы должно осуществляться путем установки деаэраторов, устройств ввода комплексонов и химводоподготовки. Способ и схема химической обработки воды должны определяться в зависимости от химического анализа исходной воды.

Не менее важным фактором является применение материалов трубопроводов, предусмотренных правилами ПБ 10-574-03, и применение специальных опорных (ГОСТ, ОСТ) подвесок и опорных конструкций.

В таких котельных необходимо очень внимательно отнестись к вопросу компенсации температурных расширений трубопроводов.

Кроме того, для паровых котлов и трубопроводов в нормативных документах есть дополнительные требования по приборам КИП (см. раздел «Автоматизация»).

12. СПИСОК ПРИМЕНЕННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

СП – Свод правил.

СНиП – Строительные нормы и правила.

ПБ – Правила безопасности.

Т/С – Тепловая сеть.

ЦТП, ИТП – Центральный / Индивидуальный тепловой пункт.

АВР – Автоматическое включение резерва (применяется в электротехнической части).

ТМ; ГСВ; ГСН, АР, КЖ, КМ и т.д. – Обозначение марок и разделов проекта по видам работ.

Т.У.Т. / Кг. У. Т. – Тонны / Килограммы условного топлива.

ОВ – Отопление и Вентиляция.

ГВС – Горячее водоснабжение.

ВК – Водопровод и канализация.

ХВС – Холодное водоснабжение.

ВХР – Вводно-химический режим.

ПНР – Пуско-наладочные работы.

СПДС – Система проектной документации для строительства.

ЕСКД – Единая система конструкторской документации.

ГРП – Газорегуляторный пункт.

ГРПШ – Газорегуляторный пункт шкафной.

ГРПБ – Газорегуляторный пункт блочный.

ГРУ – Газорегуляторная установка.

ТЭО – Технико-экономическое обоснование.

13. ПРИЛОЖЕНИЯ

13.1. Таблицы пересчета физических величин:

Таблица 1. Давление

Единица	1 кгс/м²	1ммрт.ст	1 кгс/см²	1 дюйм в.ст.	1 дюйм рт.ст.	$1\frac{\text{англ.фунт}}{\text{кв.фут}}$	$1\frac{\text{англ.фунт}}{\text{кв.дюйм}}$	1Па
1 кгс/м²	1	73,56x10 ³	10 ⁴	394x10⁻³	2,896x10⁻³	0,205	1,422x10 ³	-
1 мм рт.ст.	13,6	1	13,36x0 ³	0,535	39,37x10 ³	2,784	19,34x10 ³	7,50x10⁻³
1 кгс/см²	10⁴	745,6	1	394	28,96	2,05x10³	14,22	98,1x10³
1 дюйм/вод ст.	25,4	1,869	25,4x10 ³	1	73,56x10⁻³	5,20	36,1x10³	
1 дюйм рт.ст.	345	15,4	34,5x10 ³	13,6	1	70,7	0,491	
$1\frac{\text{англ.фунт}}{\text{кв.фут}}$	4,882	0,360	4,882x10 ⁶	0,193	14,1x10-3	1	6,944x10 ³	-
$1\frac{\text{англ.фунт}}{\text{кв дюйм}}$	703	56,71	70,3x10⁻³	27,7	2,036	144	1	-
1Па	0,802	1,333	9,81x10⁴	-	-	-	-	1

Таблица 2. Масса

Единица	1 мг	1 г	1 кг	1 т	1 англ. фунт	1 англ. центнер	1 англ. тонна
1 мг	1	10 ³	10⁻⁶	10⁻⁹	2,205x10⁻⁶	19,7x10⁻⁹	0,984x10⁻⁹
1 г	10³	1	10 ³	10 ⁶	2,205x10⁻³	19,7x10 ⁶	0,984x10 ⁶
1 кг	10⁶	10³	1	10 ³	2,205	19,7x10⁻³	0,984x10⁻³
1 т	10⁹	10⁶	10³	1	2,205x10³	19,7	0,984
1 англ. фунт	454x10³	454	0,454	0,454x10⁻³	1	1/112	1/2240
1 англ. центнер	50,8x10⁶	50,8x10³	50,8	50,8x10 ³	112	1	1/20
1 англ. тонна	1,016x10⁹	1,016x10⁶	1,016x10³	1,016	2240	20	1

Примечание: 1 англ. фунт равен 16 унциям (oz).

Таблица 3. Работа и энергия

Единица	1 кгс.м	1 ккал	1 кВт.ч	1 л.с..ч	1 БЕТ	1 CHU	1 Дж
1 кгс.м	1	$2,343 \times 10^{3}$	2724×10^{6}	3704×10^{6}	$9,29 \times 10^{-3}$	$5,16 \times 10^{3}$	9,8067
1 ккал	427	1	$1,163 \times 10^{-3}$	$1,581 \times 10^{-3}$	3968	2205	$4,187 \times 10^{3}$
1 кВт.ч	$367,1 \times 10^{3}$	860	1	1,36	3412	1900	$3,6 \times 10^{6}$
1 л.с. ч	270×10^{3}	632,4	0,736	1	2,508	1393	$2,65 \times 10^{6}$
1 БЕТ	107,6	0,252	$0,293 \times 10^{-3}$	$0,399 \times 10^{-3}$	1	0,556	1055
1 CHU	193,7	0,454	$0,528 \times 10^{-3}$	$0,718 \times 10^{-3}$	1,8	1	1899
1 Дж	0,102	$2,39 \times 10^{-4}$	$2,78 \times 10^{7}$	$0,378 \times 10^{6}$	$9,478 \times 10^{-4}$	$0,527 \times 10^{-3}$	1

Примечание: 1. БЕТ (Btu) – британская единица теплоты – международная
2 CHU (PCU) – средняя стоградусная единица теплоты

Таблица 4. Мощность

Единица	1кгс.м/с	1кВт	1МВт	1л.с.	1ккал/ч	1Гкал/ч	1БЕТ/с	1CHU/с
1кгс.м/с	1	$98,1 \times 10^{-3}$	$9,81 \times 10^{-6}$	$13,33 \times 10^{-3}$	8,435	$8,435 \times 10^{6}$	$9,29 \times 10^{-3}$	$5,16 \times 10^{3}$
1кВт	102	1	10^{3}	1,36	860	$0,86 \times 10^{-3}$	0,948	0,527
1МВт	102×10^{3}	10^{3}	1	$1,36 \times 10^{3}$	860×10^{3}	0,860	948	527
1л.с.	75	0,736	$0,736 \times 10^{3}$	1	632,4	$0,6324 \times 10^{3}$	0,697	0,387
1ккал/ч	0,119	$1,163 \times 10^{-3}$	$1,163 \times 10^{6}$	$1,58 \times 10^{-3}$	1	10^{-6}	$1,102 \times 10^{3}$	$0,6125 \times 10^{-3}$
1Гкал/ч	$118,5 \times 10^{3}$	1163	1,163	$632,4 \times 10^{6}$	10^{6}	1	1102	612,5
1БЕТ	107,6	1,055	$1,055 \times 10^{3}$	1,435	907,4	$0,9074 \times 10^{-3}$	1	0,5556
1CHU	193,7	1,899	$1,899 \times 10^{-3}$	2,584	1633	$1,633 \times 10^{-3}$	1,8	1

Таблица 5. Плотность

Единица	1 г/см³	1 кг/м³	1 англ.фунт / куб.фут	1 англ.фунт / куб.дюйм	1 англ.фунт / куб.фут	1 англ.фунт / амер.галон
1 г/см³	1	10-3	999	$36,13x10^{-3}$	62,4	8,33
1 кг/м³	10^{3}	1	0,999	$36,13x10^{6}$	$62,4x10^{-3}$	$8,333x10^{3}$
1 унция / куб.фут	$1,001x10^{-3}$	1,001	1	$36,13x10^{6}$	$62,4x10^{-6}$	$8,35x10^{-3}$
1 англ.фунт / куб.дюйм	27,7	$27,7x10^{3}$	27,7x10-3	1	1728	231
1 англ.фунт / куб.фут	$16,02x10^{-3}$	16,02	16	$578,7x10^{6}$	1	0,134
1 англ.фунт / амер галон	0,120	120	119,9	$4,43x10^{-3}$	7492	1

Таблица 6. Перевод единиц физических величин из системы МКГСС и системы, основанной на калории, в международную систему единиц (СИ)

Наименование	Соотношение единиц физических величин
Энергия Сила Плотность Давление	1 ккал=4,187 кДж 1 кгс=9,81 Н 1 кг.с²/м⁴=9,81 кг/м³ 1 кгс/м²=9,81 Па (Н/м²); 1 кгс/см²=1 ат=0,1 МПа 1 мм вод. ст.=9,81 Н/м2 =9,81 Па
Динамическая вязкость Теплоемкость Энтальпия, теплота фазового превращения Тепловой поток Плотность теплового потока	1 кгс.с/м²=9,81 Па*с (Н*с /м²) 1 ккал/(кг °С)=4,187 кДж/(кг.К) 1 ккал/кг=4,187 кДж/кг 1 ккал/ч=1,163 Вт 1 ккал/(м² ч)=1,163 Вт/м²
Объемная плотность теплового потока Теплопроводность Теплоотдача Излучение	1 ккал/(м³ ч)=1,163 Вт/м³ 1 ккал/(м.ч.°С)=1,163 Вт/(м.К) 1 ккал/(м².ч.°С)=1,163 Вт/(м².К) 1 ккал/(м².ч.°С⁴)=1,163 Вт/(м² К⁴)

Таблица 7. Множители и приставки для образования десятичных кратных и дольных единиц и их наименования

Множитель	Приставка	Обозначение приставки	
		международное	русское
10^9	гига	G	Г
10^6	мега	M	М
10^3	кило	k	к
10^{-1}	деци	d	д
10^{2}	санти	c	с
10^{3}	милли	m	м
10^{-6}	микро	μ	мк

Таблица 8. Мера сыпучих и жидких веществ

Название русское	Название англо-американское	Значение в метрической системе
1 бушель США	32 кварты; 64 пинты	35,24 л
1 кварта США	2 пинты, 0,9695 кварты	1,101 л
1 британский бушель	1,0315 бушеля США	36,365 л
1 британская кварта	2 пинты	1,1365 л

Таблица 9. Соотношение между градусами разных шкал

Шкала	При переводе градусов одной шкалы в градусы другой	При определении разности температур			
		°C	°F	K	°Ra
Цельсия, °C	$t = T - 273{,}15 = \frac{5}{9}(f - 32) = \frac{5}{9}F - 273{,}15$	1	1,8	1	1,8
Фаренгейта, °F	$f = \frac{9}{5}t + 32 = \frac{9}{5}T - 459{,}67 = F - 459{,}67$	0,556	1	0,556	1
Кельвина, K	$T = t + 273{,}15 = \frac{5}{9}f + 255{,}37 = \frac{5}{9}F$	1	1,8	1	1,8
Ренкина, °Ra	$F = \frac{9}{5}t + 491{,}67 = \frac{9}{5}T = f + 459{,}67$	0,556	1	0,556	1

Таблица 10. Соотношения между единицами жесткости воды

Сопоставляемые единицы	1 миллиграмм-эквивалент в литре, мг-экв/л	1 микрограмм-эквивалент в литре, мкг-экв/л	1 нем. градус	1 англ. градус	1 франц. градус	1 амер. градус
1 мг-экв/л	1	1000	2,804	3,511	5,005	50,045
1 мкг-экв/л	0,001	1	0,0028	0,0035	0,005	0,05
1 нем. градус	0,35663	356,63	1	1,25	1,79	17,85
1 англ. градус	0,28483	284,86	0,8	1	1,43	14,25
1 франц. градус	0,19982	199,82	0,56	0,7	1	10
1 амер. градус	0,01998	19,98	0,056	0,07	0,1	1

Примечание:

1 нем. градус – 10 мг CaO в 1 л воды
1 англ градус – 10 мг $CaCO_3$ в 0,7 л воды
1 франц градус – 10 мг $CaCO_3$ в 1 л воды
1 амер градус – 1 мг $CaCO_3$ в 1 л воды

Таблица 11.Пересчет условных единиц вязкости, °ВУ, в единицы кинематической вязкости, м²/с

°ВУ	v*10⁶, м²/с	°ВУ	v*10⁶, м²/с	°ВУ	v*10⁶, м²/с
1	1,00	34	248,36	68	496,99
2	11,47	36	262,96	70	511,61
4	27,67	38	277,61	72	526,23
6	42,81	40	292,24	74	540,86
8	57,70	42	306,87	76	555,48
10	72,47	44	321,50	78	570,10
12	87,20	46	336,12	80	584,72
14	101,89	48	350,75	82	599,84
16	116,57	50	365,37	84	613,97
18	131,23	52	380,00	86	628,59
20	145,89	54	394,62	88	643,21
22	160,42	56	409,25	90	657,83
24	175,18	58	423,87	92	672,45
26	189,82	60	468,49	94	687,07
28	204,46	62	453,12	96	701,69
30	219,09	64	467,74	98	716,32
32	233,72	66	482,86	100	730,94

Примечание:

Условная вязкость, °ВУ, определяется для пресной воды при температуре 20°С, 1 °ВУ примерно равен 13,5 единицам динамической вязкости, кг/(с*м), деленной на плотность жидкости, г/см³

13.2. Характеристика мазута (частично по ГОСТ 10585–75*) и других жидких топлив

Таблица

Наименование	Марка мазута								Другие жидкие топлива				
	Флотский		Малосернистый		Сернистый		Высокосернистый						
	Ф-5	Ф-12	40	100	40	100	40	100	Дизельное	Соляровое масло	Моторное	Керосин	Бензин
Плотность при 20°С, не более	-	-	0,91	1,015	0,931	1,015	0,944	1,015	0,81 – 0,85	0,86 – 0,99	0,93 – 0,97	0,8	0,72
Вязкость условная не более, °ВУ, при 80°С	5	12	8	16	8	16	8	16	6,0	1,4	1,0	-	-
Вязкость кинематическая, сСт, не более, при 80°С	42	60	59	118	59	118	59	118	40	50	–	–	–
Температура вспышки, °С, не ниже в открытом тигле	80	90	90	110	90	110	90	110	30-90	125	35-45	428	80-90
Температура застывания, °С, не выше	-5	-8	10	25	10	25	10	25	-10-30	-20	-5	–	–
То же для мазута из высокопарфинистых нефтей	-	-	25	42	25	42	25	42	–	–	–	–	–
Зольность, %, не более	0,1	0,1	0,12	0,14	0,12	0,14	0,12	0,14	0,025	0,02	0,05	0	0
Содержание механических примесей, %, не более	0,1	0,15	0,8	1,5	0,8	1,5	0,8	1,5	0,1-0,2		–	0	0
Содержание влаги, %, не более	1,0	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0	Сле-ды	0	0	0
Содержание серы, %, не более	2,0	0,8	0,5	0,5	2,0	2,0	3,5	3,5	0,3	0,3	0,4	0,2	0,05
Теплота сгорания $Q^r_н$, МДж/кг (ккал/кг)	41,32 (9870)	41,32 (9870)	40,61 (9700)		40,40 (9650)		39,78 (9500)		42,62 (10180)	42,33 (10110)	41,36 (9880)	42,96 (10260)	43,75 (10450)

13.2. Характеристика мазута (частично по ГОСТ 10585–75*) и других жидких топлив

Таблица

Наименование	Марка мазута								Другие жидкие топлива				
	Флотский		Малосернистый		Сернистый		Высокосернистый						
	Ф-5	Ф-12	40	100	40	100	40	100	Дизельное	Соляровое масло	Моторное	Керосин	Бензин
Средние значения Q^c_r, МДж/кг (ккал/кг)	–	–	41,45 (9900)	41,62 (9940)	41,2 (9840)	41,22 (9845)	40,95 (9780)	40,78 (9740)	-	-	-	–	-
Средний элементный состав, %													
S^c	2,0	0,8	0,5		2,0		3,5		0,3	0,3	0,4	0,2	0,05
C^c	–	–	84,65		83,8		83,0		86,3	86,5	86,5	86	85
H^c	-	-	11,7		11,2		13,3		13,3	12,8	12,6	13,7	14,9
$O^c + N^c$	–	–	0,6	1,0	0,8	1,0	0,8	1,0	0,1	0,4	0,5	0,1	0,05
Объем воздуха (при α=1)V0, м³/кг	10,35	10,38	10,62		10,45		10,2		–	–	–	–	–
Объем дымовых газов:													
$V^0_{RO_2}$	1,58	1,58	1,58		1,57		1,57		–	–	–	–	–
$V^0_{N_2}$	8,20	8,17	8,39		8,25		8,05		–	–	–	–	–
$V^0_{H_2O}$	1,40	1,40	1,51		1,45		1,36		–	–	–	–	–
V^0_r	11,18	11,15	11,48		10,28		10,99		-	-	-	-	-

Примечания:

1. Мазут М-40 и М-100 выпускаются под маркой 40В и 100В с уменьшенным содержанием механических примесей, у мазута 40В до 0,07%, у мазута 100В до 0,2% и воды до 0,3%.
2. При перевозке мазута по воде и разогреве мазута паром, поступающим в объем, допускается $W^p \approx 5\%$.
3. Мазут марки 200 перекачивается с нефтеперерабатывающих заводов по трубопроводам и разогрев его паром запрещается
4. Теплоемкость мазута в ккал/(кг°С) считают по формуле $c_т = 0{,}415 + 0{,}0006t$, где t – температура топлива, °С.

13.3. Средний состав природного газа, его теплота сгорания, плотность, объемы воздуха и продуктов сгорания при α=1.

Таблица

Газопровод	Состав газа, % по объему							$Q^{\kappa}_{н}$, МДж/м³ (ккал/м³)	ρ, кг/м³	V^0	V^0_{RO2}	V^0_{N2}	V^0_{H2O}	$V^0_г$
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12} (более)	N_2	CO_2			м³/м³				
Серпухов – Санкт-Петербург	89,7	5,2	1,7	0,5	0,1	2,7	0,1	37,43 8940)	0,799	10,0	1,08	7,93	2,21	11,22

13.4. Теплотехническая характеристика горючих газов
Таблица

Наименование газа	Плотность газа (при 0°С и 0,1 МПа), кг/м³	Химическая формула	Низшая теплота сгорания Qрн, МДж/кг (ккал/кг)	Теоретическое количество:	
				воздуха для сгорания V0, м3/м3	продуктов горения V0г, м3/м3
Метан	0,716	CH4	35,83 (8558)	9,52	10,52
Этан	1,342	C2H6	63,77 (15230)	16,66	18,16
Пропан	1,967	C3H8	91,27 (21800)	23,80	25,80
Бутан	2,598	C4H10	118,68 (28345)	30,94	33,44
Пентан	3,218	C5H12	146,12 (34900)	30,08	41,08
Этилен	1,251	C2H4	59,08 (14110)	14,28	15,28
Ацетилен	1,173	C2H2	56,04 (13385)	11,90	12,40
Водород	0,09	H2	10,78 (2576)	2,38	2,88
Оксид углерода	1,205	CO	12,63 (3016)	2,38	2,88
Сероводород	1,520	H2S	23,38 (5585)	7,14	7,64
Пропилен	1,877	C2H6	86,00 (20541)	–	–
Бутилен	2,503	C2H8	113,51 (27111)	–*	–

13.5. Теплотехническая характеристика твердого топлива
таблица

Топливо	Низшая теплота сгорания, кВт ч/кг При влажности — 0%	Влажность, %	Низшая теплота сгорания, кВт ч/кг, при натуральной влажности	Насыпная плотность, кг/неплотный м³	Энергетическая плотность (МВт ч / неплотный м3)	Зольность, %
Уголь	7.75	10	6.89	-	-	14
Фрезерный торф	5.78	46.5	2.78	330	0 91	5.9
Печное топливо	10.2	0.01 -0 02	11.78	870	-	0.01
Кусковой торф	5.90	39	3.33	380	1.3	4 5
Торфяные пеллеты	5.48 – 5 83	9 – 16	4.6 – 5.2	680 – 770	3.1 – 4.0	2 0 -6 0
Опилки	5.28 – 5.33	45 – 60	0 6 – 2.77	250 – 350	0.45 – 0.70	0 4 – 0 5
Кора (береза)	5 83 – 6.39	45 – 55	2.22 – 3.06	300 – 400	0 6 – 0 9	1.0 – 3.0
Кора, хвойная	5.14 – 5.56	50 – 65	1.38 – 2.50	250 – 350	0.5 – 0 7	1 0 – 3.0
Фанерная стружка	5.28 – 5.33	5 – 15	4.44 – 5 00	200 – 300	0 9 – 1 1	0 4 – 0 8
Древесн. пеллеты	5.26 – 5.42	7 – 8	4 7 – 4 8	550 – 650	2.6 – 3.3	0.2 – 0 5
Щепа стволовой древесины	5 14 – 5.56	40 – 55	1.94 – 3.06	250 – 350	0.7 – 0.9	0.5 – 2.0
Дрова сухие	*5.14 – 5.28*	*20 – 25*	*3 72 – 4.03*	*240 – 320*	*1.35 – 1.7 МВт ч/ м3*	0.5 – 1 2

13.5. Теплотехническая характеристика твердого топлива
таблица

Топливо	Низшая теплота сгорания, кВт ч/кг При влажности — 0%	Влажность, %	Низшая теплота сгорания, кВт ч/кг; при натуральной влажности	Насыпная плотность, кг/неплотный м³	Энергетическая плотность (МВт ч / неплотный м3)	Зольность, %
Щепа – лесосечные отходы	5.14 – 5 56	50 – 60	1.67 – 2.50	250 – 400	0.7 – 0.9	1.0 – 3.0
Щепа – переработка целых деревьев в щепу	5 14 – 5.56	45 – 55	1.94 – 2.78	250 – 350	0 7 – 0 9	1.0 – 2.0
Reed canary grass – канареечник (весенняя уборка)	4.75 – 4.86	15 – 20	2.45 – 3.94	70	0.3 – 0.4	6.2 – 7 5
Reed canary grass – канареечник (осенняя уборка)	4.64 – 4.92	20 – 30	3 06 – 3 81	80	0.2 – 0 3	5.1 – 7.1
Солома рубленая	4.83	17 – 25	3.44 – 3.89	80	0.3 – 0,4	5
Твердые отходы (REF)	4 72 – 10.2	8 15 – 35	3 61 – 9.72	150 – 250	0 7 – 1.0	3 – 7
Сухие бытовые отходы	5.14 – 6.50	25 – 36	3.25 – 4.69	150 – 200	0.7 – 1.0	5.3 – 16 1

ДЛЯ ЗАМЕТОК

