

БИБЛИОТЕКА
МАСТЕРА
ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА



В. В. Юренко

**ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ
ИСПЫТАНИЯ
КОТЛОВ,
РАБОТАЮЩИХ
НА ГАЗОВОМ
ТОПЛИВЕ**

«НЕДРА»

В. В. Юренко

ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ
ИСПЫТАНИЯ
КОТЛОВ,
РАБОТАЮЩИХ
НА ГАЗОВОМ
ТОПЛИВЕ



ЛЕНИНГРАД
«НЕДРА»
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
1987

Юренко В. В. Теплотехнические испытания котлов, работающих на газовом топливе. — Л.: Недра, 1987. — 176 с. (Библиотека мастера газового хозяйства).

Изложен порядок проведения теплотехнических испытаний котлов, работающих на газовом топливе. На основе обобщения практического опыта рекомендована методика измерений и расчетов при теплотехнических испытаниях котлов. Даны образцы исполнительно-технической документации, оформляемой при выполнении этих испытаний.

Для специалистов, занимающихся наладкой, теплотехническими испытаниями котлов на газовом топливе, а также для обслуживающего персонала котельных.

Табл. 15, ил. 35, прил. 22, список лит. 18 назв.

Рецензент — инж. **З. Ф. Панюшева** (Ленпромгаз)

Редакционная коллегия:

Н. А. Барбухин (председатель), *Л. А. Барышева*, *Ю. Г. Брук*,
И. С. Малашина, *З. Ф. Панюшева*, *В. Н. Рощина*, *Р. Р. Рыбаков*,
Н. Л. Стаскевич

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ИЗДАНИЕ

Виктор Васильевич Юренко

ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ КОТЛОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ГАЗОВОМ ТОПЛИВЕ

Редактор издательства **Э. М. Бородинская**
Обложка серийная художника **Б. Н. Осенчакова**
Технический редактор **С. М. Архипова**
Корректор **Е. А. Стерлина**

ИБ № 6398

Сдано в набор 25.09.86. Подписано в печать 13.05.87. М-21066. Формат 84×108¹/₃₂. Бумага тип. № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 9,24. Усл. кр.-отт. 9,66. Уч.-изд. л. 9,85. Тираж 30 600 экз. Заказ № 319/708. Цена 55 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», Ленинградское отделение. 193171, Ленинград, С-171, ул. Фарфоровская, 18.

Ленинградская типография № 2 головное предприятие ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 198052, Ленинград, Л-52, Измайловский проспект, 29.

ОТ ИЗДАТЕЛЬСТВА

С каждым годом увеличивается доля газа в топливном балансе Советского Союза, все больше промышленных, коммунально-бытовых и бытовых потребителей переводится на газ. Постоянно растет число людей, занятых обслуживанием газифицированных объектов.

Важнейшим условием эффективного и безопасного использования газового топлива является подготовка квалифицированных работников по монтажу, пуску, наладке, эксплуатации и ремонту в газовом хозяйстве. С этой целью Ленинградское отделение издательства «Недра» с 1963 г. начало издавать серию «Библиотека мастера газового хозяйства».

Книги «Библиотеки» в основном предназначены для подготовки и повышения квалификации кадров массовых профессий — операторов, кочегаров, машинистов, слесарей и др. Отдельные выпуски рассчитаны на инженерно-технический персонал газовых хозяйств и предприятий, а также на мастеров и рабочих высокой квалификации.

«Библиотека» состоит из серии книг, посвященных газоснабжению и использованию газа. В частности, предлагаются следующие вопросы: горючие газы и их свойства, основы газовой техники, городские системы распределения газа, газорегуляторные пункты и установки, контрольно-измерительные приборы в газовом хозяйстве, использование сжиженных газов, конструкции и работа газовых горелок различных типов, газоснабжение жилых, коммунально-бытовых зданий и промышленных предприятий, сжигание газа в котлах и промышленных печах, автоматика регулирования безопасности котельных, использование газа в различных отраслях народного хозяйства.

В течение 1963—1986 гг. выпущено в свет 59 книг.

Учитывая, что спрос на «Библиотеку» растет, издательство с 1965 г. начало переиздание отдельных выпусков. Наряду с этим продолжается издание новых книг.

Ваши замечания и отзывы по уже вышедшим книгам, а также пожелания по выпуску новых просим направлять по адресу: 193171, Ленинград, С-171, Фарфоровская ул., д. 18. Ленинградское отделение издательства «Недра».

Издательство учтет все пожелания и предложения и организует выпуск книг на интересующие Вас темы.

В магазинах местных книготоргов по публикуемым ежегодно Темпланам издательства можно получить информацию о готовящихся к изданию книгах «Библиотеки».

Для приобретения книг «Библиотеки» надо до выхода их в свет направить заказ в магазины местных книготоргов или в магазин «Недра» Ленкниги по адресу: 199178, Ленинград, В-178, Средний пр., д. 61. По выходе из печати книги будут высланы почтой наложенным платежом.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Вопросы бесперебойного обеспечения потребителей газовым топливом в достаточном количестве никогда не были так актуальны, как в последнее время. Рост промышленного и сельскохозяйственного производства, массовая газификация жилищного фонда и коммунально-бытовых предприятий связаны с постоянным увеличением потребления газового топлива. Однако несмотря на ежегодный прирост добычи газа, потребность в нем еще полностью не удовлетворяется. В немалой мере это объясняется нерациональным использованием газового топлива, применением устаревшего, неэкономичного оборудования. Таким образом, вопросы эффективного сжигания газа в топках котлов имеют большое народнохозяйственное значение.

Повышение эффективности сжигания газа достигается двумя основными путями:

заменой морально и физически устаревшего оборудования, т. е. за счет вложения капитальных затрат;

внедрением организационно-технических мероприятий, т. е. за счет «домашних» средств с минимально необходимыми затратами, для реализации которых необходимо провести анализ эксплуатации котлов: определить качество сжигания газа, выявить потери теплоты, составляющие тепловой баланс; оценить загрузку котлов по времени и производительность; проверить соблюдение правил эксплуатации и технического обслуживания.

Одним из эффективных способов экономии топлива вообще и газа в частности является поддержание оптимального соотношения «топливо — воздух» на всех режимах работы котла. В соответствии с материалами VII Всесоюзного совещания «Теория и практика сжигания газа и резервного топлива» соблюдение

оптимального коэффициента расхода воздуха примерно в 1,5 раза эффективнее внедрения специальных утилизационных установок, требующих дополнительных капитальных вложений и времени для их внедрения. Однако нередко осуществление этого мероприятия на действующих котлах затруднено из-за недостаточного количества контрольно-измерительных приборов, отсутствия режимных карт работы котлов, а также недостаточного уровня технических знаний у обслуживающего персонала.

Большие потери газа имеют место при несвоевременном выводе котлов в ремонт и нарушении технологии ремонта. При низком качестве ремонта кладки топки и стенок газоходов котла потери теплоты в окружающую среду значительно возрастают. Внедрение автоматических систем регулирования позволяет получить экономию топлива за счет постоянного поддержания оптимальных режимов работы котла при изменении нагрузки.

В настоящей книге рассмотрены пути повышения эффективности сжигания газа без существенных материальных и финансовых затрат, а в основном за счет устранения недостатков в эксплуатации, выявленных при теплотехнических испытаниях котлов и их вспомогательного оборудования.

Автор выражает искреннюю благодарность З. Ф. Панюшевой за полезные замечания, сделанные при просмотре рукописи, а также Б. Г. Кряжеву за помощь в подготовке книги.

ГЛАВА 1

ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ КОТЛОВ

1.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В соответствии с классификацией, предложенной ПО «Союзтеплогерго» — ведущей организации в области испытаний котлов, — теплотехнические испытания разделяются на две группы. К первой относятся испытания, выполняемые для определения теплотехнических и экономических характеристик котлов [производительность, параметры вырабатываемого теплоносителя, коэффициент полезного действия (КПД), потери теплоты, удельный расход топлива] и выявления их эксплуатационных особенностей; ко второй — исследовательские работы, в ходе которых проверяют новые конструкции котлов или новые технические решения отдельных узлов.

В зависимости от цели испытания первой группы подразделяют на три категории сложности:

I категория — приемо-сдаточные, при которых проверяют характеристики котлов, гарантируемые заводом-изготовителем;

II категория — эксплуатационные, необходимые для выявления эксплуатационных характеристик котлов, вводимых в эксплуатацию вновь, эксплуатируемых или реконструированных в связи с переходом на сжигание другого вида топлива, а также в связи с требованиями Госгазнадзора СССР;

III категория — режимноналадочные и доводочные, проводимые с целью наладки режима работы котла и определения его отдельных показателей (оптимальных расхода воздуха и распределения его по горелкам, максимальной или минимальной нагрузок и др.).

Наладочные организации занимаются в основном испытаниями II категории сложности — эксплуатационными. Следует отметить, что в связи с выходом в 1984 г. «Ценника на пусконаладочные работы по теплосиловому оборудованию Госстроя СССР» и в связи с требованиями Госгазнадзора СССР к проведению наладочных работ на газоиспользующих установках этот вид испытаний получил название режимноналадочных. Эти испытания на действующих котлах должны проводиться не реже 1 раза в 3 года. Сроки плановых испытаний могут быть продлены по согласованию с территориальной инспекцией Госгазнадзора в случае стабильной работы котла в соответствии с существующими режимными картами.

Испытания проводят по программе работ, составляемой и утверждаемой в установленном порядке. Задачи режимноналадочных испытаний

1) наладка режимов работы котлов на эксплуатационных нагрузках;

2) определение максимальной и минимальной нагрузок котла;

3) определение потерь теплоты и КПД котлов;

4) расчет удельных расходов топлива;

5) составление режимных карт котлов;

6) определение расхода пара (теплоты) на собственные нужды котельной.

- 7) расчет средневзвешенного КПД котельной и расхода газа на отпускаяемую теплоэнергию;
- 8) анализ работы котлов по результатам испытаний;
- 9) составление рекомендаций по рациональному распределению нагрузки между котлами и повышению эффективности их эксплуатации.

1.2. СОСТАВ И ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

Подготовка перед выездом на объект. Руководитель и члены наладочной бригады до выезда на объект должны ознакомиться с договором на предстоящие работы, сметой, календарным планом, устанавливающим начало и окончание работ, а также с необходимой технической литературой, изучить конструкцию котла, подлежащего испытаниям, его вспомогательное оборудование, подобрать необходимые приборы, инструменты и проверить их работоспособность, заготовить бланки исполнительно-технической документации.

Персонал наладочной бригады должен иметь удостоверения о проверке знаний «Правил безопасности в газовом хозяйстве», «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» Госгортехнадзора СССР и быть ознакомлен с «Требованиями Госгазнадзора СССР к проведению наладочных работ на газоиспользующих установках». Кроме того, перед началом работ руководитель бригады должен провести инструктаж по правилам техники безопасности. Готовность бригады к проведению испытаний проверяет руководитель подразделения, в состав которого входит бригада.

Ознакомление с объектом работ. По прибытии на объект руководитель бригады представляется техническому руководству предприятия (главному инженеру, главному энергетiku, начальнику котельного цеха), на котором будут выполняться наладочные работы, уточняет задачи испытаний, их сметную стоимость. Бригада знакомится с технической документацией (заводской, ремонтной, отчетной) на подлежащий испытаниям котел, выписывает необходимые данные, характеризующие его работу: производительность, давление, температуру (перегретого) пара; температуру, расход и давление питательной воды на входе в экономайзер и выходе из него; расход продувочной воды, периодичность и продолжительность периоди-

ческой продувки; расход газа, давление газа и воздуха перед горелками; разрежение в топке и газоходах котла; температуру продуктов сгорания по газовому тракту котла. Уточняются технические характеристики вспомогательного оборудования (дутьевых вентиляторов, дымососов, экономайзеров, воздухоподогревателей) и сравниваются с проектными данными. Изучаются суточный, месячный и годовой графики потребления теплоты (пара), затраты теплоты на собственные нужды котельной.

Внешний осмотр котла и его вспомогательного оборудования. Прежде чем приступить к наладочным работам, оценивают техническое состояние обмуровки, изоляции, экономайзера, воздухоподогревателя; проверяют герметичность и исправность гарнитуры (лючков, дверок, лазов), правильность установки и герметичность взрывных клапанов; состояние запорной, регулирующей, предохранительной арматуры, заслонок, шиберов, воздухопроводов, газоходов, герметичность последних, а также состояние тягодутьевых машин. Если эти машины находятся в нормальном состоянии, они должны обеспечивать полное открытие и закрытие направляющих аппаратов, правильность закручивания лопатками газового и воздушного потоков (в одном направлении с вращением ротора), надежность работы приводных механизмов дистанционного управления заслонками и направляющими аппаратами, отсутствие вибрации и чрезмерного повышения температуры подшипников (не выше 70 °С).

Проверяют правильность и качество монтажа газогорелочных устройств (горелок). Если они расположены рядом или встречно, для устранения взаимного отрицательного влияния закрученных потоков должна быть предусмотрена противоположная закрутка потоков воздуха. Закрутка первичного и вторичного воздуха в горелке должна производиться в одну сторону. Во избежание дополнительных присосов воздуха в топку и усиленного нагрева фронтных плит горелок их монтаж должен быть выполнен герметично.

Контролируют состояние пароводяного тракта (герметичность, наличие и качество его изоляции);

правильность врезок импульсных трубопроводов в воздухопровод, газопровод, газоходы для измерения давления, разрежения;

наличие, качество монтажа, состояние контрольно-измерительных приборов (КИП). Пригодность приборов и своевременность их проверки подтверждаются справкой (актом), представляемой бригаде предприятием — владельцем котла. Бригада проверяет герметичность топочной камеры и газоходов. Неорганизованное поступление воздуха через неплотности обмуровки топки и стенки газоходов существенно влияет на экономичность работы котла. Увеличение присосов воздуха на 5 % снижает КПД котла ориентировочно на 0,5—1 %.

Герметичность топочной камеры и газоходов можно проверить несколькими способами:

1) по отклонению переносного факела. В топке котла создают повышенное разрежение (до 5—7 мм вод. ст.), при помощи переносного факела проверяют все поверхности топочной камеры, газоходов экономайзера, воздухоподогревателя снаружи. При наличии неплотностей переносной факел будет втягиваться в сторону присоса воздуха;

2) на «дым». Этим способом рекомендуется определять герметичность вводимых в эксплуатацию котлов, имеющих чистую наружную обмуровку. Для этого в топке при избыточном давлении (+2 мм вод. ст.) сжигают дрова или другие смолистые материалы. Дым, выходящий через неплотности, оставляет следы на обмуровке;

3) по утечке воздуха на слух и при помощи мыльного раствора. Этот способ применим для проверки котлов, работающих с наддувом. В топку подают воздух от дутьевого вентилятора при закрытом шибере в газоходе котла. В местах неплотностей происходит утечка воздуха, которая и контролируется на слух и при помощи мыльного раствора.

Наиболее вероятные места неплотностей — участки установки взрывных клапанов, горелок, лазы, лючки, соединения участков газоходов котла, газоходы экономайзеров и др. Выявленные неплотности помечают и устраняют после выполнения «фотографии» работы котла. По результатам внешнего осмотра, «фотографии» работы котла и внутреннего его осмотра составляют перечень работ по устранению выявленных дефектов (см. прил. 8). Эти работы должны быть выполнены владельцем котла.

Составление схемы и спецификации измерений. Основные измерения при испытаниях котлов по II и III категориям сложности выполняют при помощи эксплуатационных приборов. При осмотре котла и вспомогательного оборудования оценивают оснащенность их КИП и определяют потребность в дополнительных приборах, выбирают места их установки и точки измерения. При этом следует руководствоваться следующими рекомендациями:

- временные измерительные приборы, столы для аппаратуры должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечивать удобство их обслуживания при соблюдении правил техники безопасности и охраны труда;

- участки, создаваемые для работы наладочной бригады, не должны препятствовать обслуживающему персоналу вести эксплуатацию котлов в нормальных и аварийных условиях;

- шланги для отбора продуктов сгорания на анализ должны быть проложены кратчайшим путем, необходимо избегать труднодоступных и тесных участков, а также соприкосновения шлангов с горячими и влажными поверхностями;

- шланги должны подвешиваться в местах проходов на высоте не ниже 2,5 м; недопустимо провисание их по всей длине во избежание возможного скопления в них конденсата из продуктов сгорания.

На основании полученных сведений составляют принципиальную схему измерений (см. прил. 5), в которой указывают все точки выполняемых в ходе испытаний измерений. Эту схему дополняют спецификацией КИП (измерений), где порядковый номер прибора должен соответствовать его шифру на схеме измерений (см. прил. 6).

Составление плана-задания на подготовку котла к испытаниям. Для сравнения результатов «фотографии» работы котла с данными, полученными после теплотехнических испытаний, необходимо перед началом измерений устранить дефекты, выявленные с помощью КИП, приготовить и установить по месту с выполнением врезок приспособления для измерений, установить дополнительные приборы согласно схеме измерений. Эти работы выполняют по плану-заданию, составляемому по приведенной в прил. 7 форме руководителем испытаний. В плане-задании должны быть предусмотрены ус-

ловия выполнения перечисленных работ (в присутствии представителя наладочной бригады и по месту, указанному в схеме измерений), документация на них, а также оборудование рабочего места наладочной бригады. План-задание дополняют необходимыми эскизами, схемами, чертежами.

Составление программы испытаний и графика работ. Руководитель испытаний составляет программу по форме, приведенной в прил. 2, которая должна быть утверждена руководителем предприятия — владельца котла. В программе испытаний определяют их цель и задачи, условия проведения, количество и продолжительность опытов, методику составления теплового баланса, организационные мероприятия.

Приложениями к программе испытаний являются (см. прил. 3,5—7):

- условия работы котла до начала, во время испытаний и между отдельными режимами;
- схема измерений;
- спецификация измерений;
- план-задание на подготовку котла к испытаниям.

Кроме того, на основании календарного плана и в соответствии с графиком потребления тепла (пара) руководитель испытаний совместно с представителем предприятия составляет график работ, утверждаемый руководителем предприятия.

Технический надзор за выполнением работ по плану-заданию. В процессе технического надзора контролируется выполнение работ по плану-заданию, в том числе качество монтажа приборов и приспособлений в соответствии со схемой и спецификацией измерений, соблюдение рекомендаций по прокладке шлангов для отбора продуктов сгорания, соединительных линий к термопреобразователям, измерению давления, разрежения. При выполнении врезок для установки газоотборных трубок следует обращать внимание на необходимость их установки перед термопреобразователями, что позволит избежать дополнительных присосов воздуха, влияющих на точность анализа состава продуктов сгорания.

Подготовка переносных приборов. Ниже дана только последовательность выполнения работ по подготовке приборов. Их устройство, особенности эксплуатации и другие сведения приведены в гл. 2.

Газоанализаторы ГХП

1. Приготовить поглотительные растворы и запирающую жиклость.
2. Заправить поглотительные и напорный (уравнительный) сосуды.
3. Проверить поглотительную способность щелочного раствора нитрогаллола.
4. Проконтролировать плотность линий прибора.
5. Уточнить уровень реактивов в поглотительных сосудах, положение которого должно соответствовать меткам под кранами на манифолдах.
6. Проверить герметичность газоотборных резиновых трубок в следующем порядке:
 - испытываемую трубку одним концом через трехходовой кран присоединить к газоанализатору; краны перед поглотительными сосудами закрыть;
 - другой конец трубки зажать;
 - при опускании напорного сосуда вести наблюдение за уровнем воды в бюретке. Понижение уровня воды свидетельствует о наличии неплотностей в трубке.

Хроматограф «Газохром-3101»

1. Установить прибор с регистратором в помещении, где нет сквозняков и резких изменений температуры, так как несоблюдение этих условий может привести к большому дрейфу нулевой линии.
2. Подключить заземление, для чего на приборе предусмотрена специальная клемма.
3. Собрать схему газовой линии. При подаче газов-носителей из баллонов к баллонным редукторам присоединить регуляторы давления. Входной штуцер регуляторов давления резиновым шлангом соединить с газовым штуцером на фильтрах.
- Если воздух подается микрокомпрессором, к газовому штуцеру фильтра подключить шланг от дросселя микрокомпрессора. На всасывающий штуцер последнего надеть отводящий шланг длиной 0,5—1 м, который выносится за пределы газового блока с целью исключения загрязнения засасываемого воздуха работающим двигателем микрокомпрессора.
4. Поставить кнопки включения прибора и микрокомпрессора в положение «Выключено»; переключатель масштабов — на самый грубый масштаб «50»; переключатель рода работы стрелочного прибора — в положение «мА».
5. Соединить кабелем и подключить в электрическую сеть переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц прибор и регистратор.
6. Включить прибор и микрокомпрессор.
7. Установить давление газов-носителей (при подаче их из баллонов) перед регуляторами давления $6 \text{ кгс/см}^2 \pm 10 \%$.
8. Определить расход газов-носителей по пенному расходомеру при помощи дросселей тонкой регулировки для каждой линии отдельно. Постоянство расхода газов-носителей контролируется ригелами.
9. Установить необходимую скорость диаграммной ленты реги-

стратора контрольного самопишущего прибора (КСП) и включить тумблеры «Прибор» и «Диаграмма».

10. Включить кнопку «КСП». Перо регистратора вручную (с помощью ручек «Грубо» и «Плавно») установить на нулевую отметку.

11. При стабильной нулевой линии, после того как хроматограф отработал в течение 2 ч, установить необходимый масштаб регистратора и выполнить анализ продуктов сгорания.

В процессе работы прибора через каждые 1—1,5 ч проверять силу тока детектора нажатием кнопки «mA».

Преобразователи термоэлектрические и термопреобразователи сопротивления

1. Проверить исправность устройства по отклонению стрелки милливольтметра при нагревании рабочего конца термопары.

2. Установить полярность термоэлектродов присоединением свободных концов к милливольтметру и нагреванием рабочего конца (спичкой, спиртовкой). Если стрелка прибора отклоняется вправо, это значит, что к положительному зажиму прибора присоединен положительный термоэлектрод.

3. Аналогично проконтролировать полярность удлиняющих термоэлектродных проводов, которые для этого с одного конца скручивают и нагревают.

4. Проверить соблюдение полярности при подключении термоэлектродных проводов к термопреобразователю переключением жил проводов. При правильном подключении милливольтметр дает максимальные показания.

5. Проложить удлиняющие термоэлектродные и соединительные провода с соблюдением следующих условий:

- максимальная температура в местах их прокладки не должна превышать 65 °С для проводов марки ПРД и с поливинилхлоридной изоляцией, 120 °С для проводов с изоляцией из лавсановой пленки с обмоткой стекловолокном;

- электрические силовые линии, провода термопреобразователей сопротивления должны проходить отдельно;

- при возможном воздействии механических нагрузок провода необходимо проложить в металлических трубах;

- в соединениях измерительной схемы должен быть обеспечен плотный и надежный контакт.

Измерительные приборы преобразователей термоэлектрических

1. Заземлить корпус электронных потенциометров типа КСП, ЭПП-09 или ПС1.

2. Включить электронные потенциометры в линию, предназначенную для питания измерительных приборов, за 20 мин до начала измерений.

3. Проверить рабочее значение силы тока нажатием кнопки «Контроль». Указатель прибора должен остановиться на контрольной точке. Если он на этой точке не остановился, а продолжает двигаться к концу шкалы, кнопку нужно отпустить и после возвращения указателя в исходное положение нажать ее повторно. Если указатель вновь будет двигаться к концу шкалы, прибор надо сменить.

4. Выбрать милливольтметр МПП-054 в соответствии с типом термопреобразователя и сопротивлением внешней цепи.

5. Поверить балансировку подвижной системы милливольтметра МПП-054, для чего прибор отклонить от горизонтального положения на 5°. При этом максимальное изменение показания не должно превышать 1 % его шкалы.

6. Установить стрелку прибора при помощи корректора нуля на нулевую отметку шкалы.

7. Присоединить к прибору с соблюдением полярности провода от термопреобразователя.

8. Осуществить проверку милливольтметра на рабочем месте через 60—80 ч работы, сравнив его показания с показаниями потенциометра.

Измерительные приборы термопреобразователей сопротивления (переносной неуравновешенный мост МВУ)

1. Присоединить к зажимам Б на приборе источник питания соответствующего напряжения с соблюдением полярности (табл. 1.1).

2. Установить при помощи корректора нуля стрелку гальванометра на нулевую отметку.

3. Присоединить к зажимам Х моста термопреобразователь сопротивления.

4. Освободить арретир нулевого гальванометра кнопкой КЗ.

5. Проверить отключение кнопок «Грубо» и «Точно».

6. Перевести переключатель моста в положение МВ.

7. Установить рукоятку переключателя плеч отношения в положение, соответствующее ориентировочному значению измеряемого сопротивления. Прибор готов к измерениям.

Т а б л и ц а 1.1

Напряжение источников питания и положения переключателя плеч отношений моста

Сопротивление, Ом	Напряжение источника питания, В	Положение переключателя плеч отношений
10—100	4	1:100
100—1000	6	1:10
1000—10 000	8	1:1
10 000—100 000	20	10:1
100 000—1 000 000	20	100:1

Тарировка сечений газопроводов (воздуховодов). Газовоздушный поток при движении в ограниченном канале выполняет его неравномерно, вследствие чего состав, скорость и температура перемещаемой среды неодинаковы в различных точках одного сечения. Для максимально возможного приближения к действительным значениям данных газового анализа, измерений ско-

рости и температуры выполняют тарировку сечения на прямых участках газоходов (воздуховодов). Длина прямого участка трубопровода до места установки пневмометрической (напорной) трубки (термопреобразователя, газоотборной трубки) должна быть не менее шести гидравлических диаметров, а после — не менее двух диаметров.

Гидравлический диаметр, м, определяют по формуле

$$D_h = 4F/P, \quad (1.1)$$

где F — площадь сечения трубопровода, м^2 ; P — периметр сечения, м.

В этих случаях измерения во всех точках сечения проводят 1 раз: при предварительной тарировке, в результате которой определяют отношение среднего значения измеряемой величины к ее значению в контрольной точке. В последующих опытах достаточно выполнять измерения только в контрольной точке и использовать коэффициент тарировки.

Длина прямых участков газоходов (воздуховодов) не всегда соответствует принятым нормам. В таких случаях предварительной тарировки недостаточно и измерения необходимо проводить во всех точках в каждом опыте, определяя среднее значение измеряемой величины. При предварительной тарировке следует поддерживать в пределах допустимых отклонений постоянную и близкую к номинальной производительность котла; постоянную температуру продуктов сгорания и разрежение в газоходе котла (давление воздуха в воздуховоде), а также необходимо обеспечивать полное сгорание газа.

Порядок тарировки сечений изложен в работе [15].

Снятие эксплуатационных характеристик котла («фотография» работы котла). До вмешательства в регулировку режима работы котла наладочной бригады снимают эксплуатационные характеристики котла, т. е. показатели его работы до устранения выявленных недостатков и режимной наладки. Цель «фотографии» работы котла — сравнить эксплуатационные показатели до и в результате испытаний и определить экономическую эффективность выполненных работ.

Эксплуатационные показатели следует снимать на номинальной или близкой к ней нагрузке. Данные

«фотографии» фиксируют в специальной таблице, форма которой приведена в прил. 16, 17.

Внутренний осмотр котла. После проведения «фотографии» работы котел рекомендуется остановить для внутреннего осмотра и выявления состояния внутренней поверхности кладки топочной камеры, наружных поверхностей экранных труб, амбразур горелок, закручивающих лопаток, отверстий для выхода газа с одновременным измерением их диаметра, числа, шага расположения, расстояний от отверстий до края амбразуры и сравнением с паспортными данными; футеровки внутритопочных устройств — шамотных горок, торкрета (огнеупорной массы) нижней части экранных труб и нижней части верхнего барабана котла.

Также проверяют целостность внутренней кладки газоходов, отсутствие в них посторонних предметов, скопившегося конденсата; измеряют сечение газохода для сравнения с проектными данными. Для внутреннего осмотра газоходов используют специально предусмотренные лазы. При необходимости вскрывают дутьевые вентиляторы и дымососы, проверяют правильность положения закручивающих лопаток, надежность их крепления, а также размеры зазоров между лопатками и корпусом. Состояние внутренних поверхностей экранных труб (при отсутствии возможности вскрыть барабаны котла) подтверждается актом, представляемым владельцем котла.

Составление перечня работ по устранению выявленных дефектов. Для устранения дефектов, выявленных при внешнем и внутреннем осмотрах, в результате «фотографии» работы котла, составляют перечень работ по форме (прил. 8), который передают в согласованные сроки владельцу котла. В этот перечень, в частности, могут быть включены следующие работы:

- очистка изнутри топки горелок;
- ремонт амбразур горелок;
- восстановление внутритопочных устройств;
- очистка наружных и внутренних поверхностей экранных труб;
- очистка газоходов;
- ремонт изоляции барабана котла и газоходов;
- уплотнение горелок в месте их монтажа;
- устранение неплотностей в кладке топочной камеры, стенках газоходов и воздухопроводов;

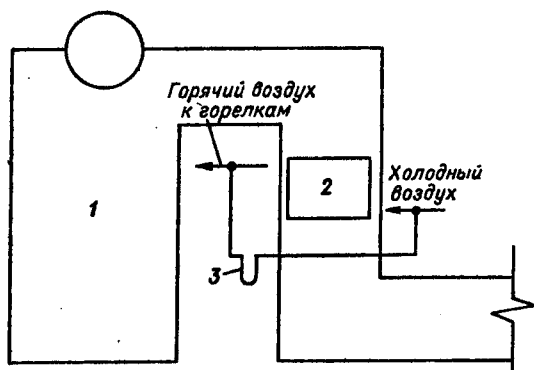


Рис. 1.1. Схема контроля за постоянным расходом воздуха через воздухоподогреватель (при определении присосов воздуха в топку котла).

1 — котел; 2 — воздухоподогреватель; 3 — U-образный манометр.

— закрепление лопаток на дутьевых вентиляторах и дымососах и др.

Измерение присосов воздуха в котел. Присосы воздуха по газовому тракту котла определяют по результатам одновременного анализа продуктов сгорания в газоходах между отдельными поверхностями нагрева (за котлом, за экономайзером, за воздухоподогревателем и перед дымососом) при постоянной нагрузке, близкой к номинальной. Так, присосы воздуха в топочную камеру можно установить по воздушному балансу или по методу ЮО ОРГРЭС и др.

Наиболее удобным и приемлемым считают экспресс-метод ЮО ОРГРЭС, когда присосы воздуха в топку $\Delta\alpha_t$ определяют по разности между коэффициентом расхода воздуха на выходе из нее при работе котла с нормальным разрежением и под избыточным давлением в топке:

$$\Delta\alpha_t = \alpha_t^p - \alpha_t^d, \quad (1.2)$$

где α_t^p и α_t^d — соответственно коэффициенты расхода воздуха за топкой при разрежении и давлении в топке.

При этом обязательными условиями являются поддержание расхода воздуха, поступающего через горелки в топку, в неизменном объеме и отсутствие химической неполноты сгорания (химического недожога) при сжигании топлива.

В случае, когда котел оборудован воздухоподогревателем, контроль за постоянством расхода воздуха осуществляется по U-образному манометру, измеряющему сопротивление воздухоподогревателя по воздушному тракту (рис. 1.1). При отсутствии воздухоподогревателя при работе топki с разрежением и избыточным давлением на воздуховоде перед горелками рекомендуется устанавливать мерную шайбу с модулем 0,4—0,6. Модуль определяется отношением квадратов диаметров отверстия шайбы и воздуховода. Так как в данном случае идет речь не об измерении расхода воздуха, а только о фиксировании относительного изменения расхода, модуль выбирается произвольно. Шайбу изготавливают из листового материала толщиной 2—3 мм и устанавливают на фланцевом разьеме воздуховода или горелки. Для подключения U-образного манометра на воздуховоде перед шайбой и после нее выполняют отверстия и приваривают под шланг штуцера диаметром 8—10 мм. По результатам анализа продуктов сгорания за топкой (котлом) определяют соответствующие коэффициенты расхода воздуха.

После опыта при работе топki с разрежением внизу ее устанавливают избыточное давление 1 мм вод. ст. Для поддержания неизменного расхода воздуха, поступающего в топку, где имеется избыточное давление, давление воздуха перед горелками увеличивают до тех пор, пока перепад давления воздуха на установленной шайбе (или на воздухоподогревателе) не станет равным перепаду при работе топki с разрежением. Длительность работы топki под давлением не должна превышать 5—7 мин, так как в противном случае каркас котла перегреется.

Присосы воздуха в газоходы конвективных поверхностей нагрева подсчитывают по разности коэффициентов расхода воздуха за поверхностями нагрева и перед ними. Например, присосы воздуха на участке водяного экономайзера

$$\Delta\alpha_{в.э} = \alpha''_{в.э} - \alpha'_{в.э}, \quad (1.3)$$

где $\alpha''_{в.э}$ и $\alpha'_{в.э}$ — соответственно коэффициенты расхода воздуха за водяным экономайзером и перед ним.

Режимноналадочные и балансовые опыты. К проведению режимноналадочных и основных (балансовых)

опытов следует приступать только после выполнения в полном объеме работ по устранению выявленных дефектов. Продолжительность опытов и условия работы котла до начала испытаний, при проведении опытов и между отдельными режимами испытаний должны обязательно выдерживаться в соответствии с указанными в прил. 3. Это необходимо, чтобы обеспечить установившееся тепловое состояние котла на заданном режиме работы, характеризующемся постоянством температуры уходящих газов. Непрерывная продувка должна быть закрыта, если это допускает водно-химический режим котла, в противном случае необходимо учитывать расходы воды с непрерывной продувкой.

Влияние на работу котла одного из параметров (давления воздуха, разрежения) должно определяться при неизменных (в пределах допустимых отклонений — см. прил. 3) остальных параметрах.

Определение оптимального положения факела в топке. Положение факела в топке влияет на состояние радиационных и конвективных поверхностей нагрева, на температурный режим работы котла, в том числе на температуру перегретого пара. В свою очередь положение факела в топке зависит от ряда факторов, которые должны быть выявлены при проведении подготовительных работ. Это — качество изготовления и монтажа горелок, техническое состояние их (степень износа, чистота), качество выполнения кладки и обмазки огневых амбразур горелок.

При оптимальном положении факел должен равномерно заполнять топочную камеру (с окончанием горения в топке), не касаться экранных труб и нижней части верхнего барабана, должен быть ослепительно ярким или почти прозрачным с фиолетовым оттенком, не иметь коптящих «языков». Однако эта субъективная оценка качества факела должна подкрепляться анализом состава продуктов сгорания. Температура их на выходе из топки не должна превышать установленную заводскими испытаниями.

Оптимальное положение факела в топке достигается равномерной подачей на горелки топлива и воздуха, что контролируют по давлению газа (воздуха) и поддержанию минимально необходимого разрежения в топке (для котлов, работающих с уравновешенной тя-

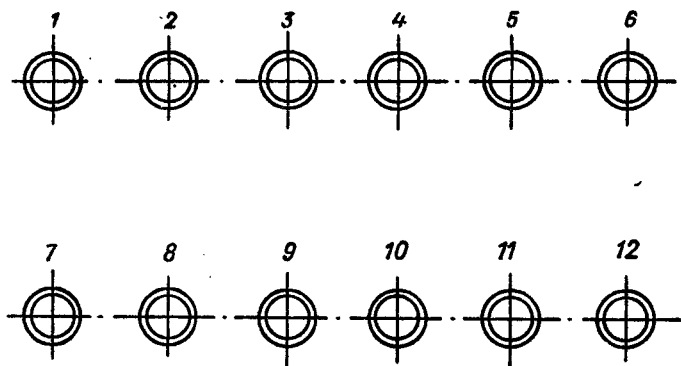


Рис 1.2. Схема расположения горелок на водогрейном котле ПТВМ-50.

гой). При двухъярусной установке горелок требуемая температура перегрева пара, а также надежная работа поверхностей нагрева котла могут быть достигнуты за счет перераспределения расхода топлива и воздуха по ярусам горелок.

Равномерное заполнение топки факелом обеспечивается симметричным включением парного числа горелок. Так, на котле ПТВМ-50 при расположении 12 горелок с двух сторон в зависимости от теплопроизводительности котла рекомендуется включать (рис. 1.2) четыре (3, 4, 9, 10-ю или 2, 5, 8, 11-ю, или 2, 3, 10, 11-ю, или 4, 5, 8, 9-ю) либо по такому же принципу шесть и восемь горелок.

При определении оптимального положения факела в топке контролируют производительность котла, параметры пара (горячей воды), температуру питательной воды, давление газа, воздуха, разрежение в топке и газоходах, температуру и состав продуктов сгорания. В ряде случаев из-за отсутствия необходимых гляделок, дверец или лючков не удается точно проконтролировать оптимальное положение факела.

Определение оптимального расхода воздуха. Опыты по определению оптимального расхода воздуха в топке (за котлом) — продолжение опытов по выявлению оптимального положения факела в ней. Как известно, значительный расход воздуха при горении приводит к дополнительным затратам теплоты на его нагрев и, как

следствие, к увеличению потерь теплоты с уходящими газами. При недостатке воздуха происходит неполное сгорание топлива, в результате чего имеют место потери теплоты от химической неполноты сгорания. Из сказанного ясно, что экономичное сжигание топлива может быть достигнуто при оптимальном расходе воздуха, участвующего в горении. Это зависит от качества смешения топлива с воздухом и определяется конструкцией горелок. При хорошем смешении расход воздуха, необходимого для полного сгорания топлива, снижается. Принимается следующий порядок определения оптимального расхода воздуха.

1. Устанавливают заданную производительность котла, которой соответствует определенный, равномерно распределенный по горелкам, расход топлива. Расход топлива на горелку контролируют по давлению газа перед ней.

2. Выбирают максимальный расход (давление) воздуха на горелке, обеспечивающий полное сгорание газа, что в первом приближении выявляют визуально и контролируют с помощью анализа состава продуктов сгорания.

3. Выдерживают установленный режим в течение времени, необходимого для стабилизации теплового состояния котла, но не менее 2 ч. Стабилизация теплового состояния характеризуется постоянством температуры продуктов сгорания.

4. Отбирают после стабилизации режима в наладочной точке (в газоходе за котлом) пробу продуктов сгорания для анализа на содержание CO , H_2 , CH_4 . При отсутствии в пробе продуктов неполного сгорания газа выполняют опыты с другим расходом воздуха.

5. Выявляют изменением расхода (давления) воздуха от максимального до минимального (четыре-пять воздушных режимов) при заданном и постоянном давлении газа перед горелками критический расход воздуха, ниже которого наблюдается химическая неполнота сгорания топлива. За каждым изменением воздушного режима следует выдержка времени для стабилизации теплового состояния котла, продолжительность которой должна быть не менее 30 мин.

6. Проводят опыт с коэффициентом расхода воздуха ниже критического на 0,02—0,03 и проверяют появление продуктов неполного сгорания для обоснования пра-

вильности выявленного критического расхода воздуха.

7. Выполняют полный анализ состава продуктов сгорания в опыте с критическим расходом воздуха и определяют критический коэффициент расхода воздуха

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76(O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)} , \quad (1.4)$$

где N_2 , O_2 , CO , H_2 , CH_4 — содержание азота, кислорода, окиси углерода, водорода, метана в продуктах сгорания, %.

При содержании в газовом топливе свыше 3 % азота коэффициент расхода воздуха рассчитывают по формуле

$$\alpha = \frac{N_2 - N_2^f}{N_2 - N_2^f - 3,76(O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)} , \quad (1.5)$$

где N_2^f — содержание азота в газовом топливе, отнесенное к 1 м³ сухих продуктов сгорания, %.

8. Определяют оптимальный расход воздуха, для чего критическое значение его корректируют для обеспечения требуемой температуры перегрева пара, оптимального положения факела в топке и на чувствительность схем автоматического регулирования процесса горения.

При переводе котла со сжигания мазута на газ из-за снижения светимости газового факела уменьшается передача теплоты в топке за счет излучения. Поэтому температура продуктов сгорания на выходе из топки перед пароперегревателем увеличивается, что приводит к росту температуры перегрева пара. При подаче пара на турбины температура перегретого пара не должна превышать заданную. В этом случае ее снижение достигается уменьшением расхода воздуха ниже критического, до появления химической неполноты сгорания топлива в допустимых пределах. На чувствительность автоматики регулирования коэффициент критического расхода воздуха увеличивается на 0,03—0,04.

Аналогичную последовательность операций применяют при определении оптимального расхода воздуха и на других нагрузках котла. Всего выбирают три-четыре нагрузки (номинальную, минимальную и промежуточные). Исключение составляют котлы, оборот-

дованные позиционной автоматикой регулирования и работающие на двух нагрузках.

В опытах контролируют производительность котла, параметры пара (горячей воды), температуру питательной воды, давление газа, воздуха, разрежение в топке, состав продуктов сгорания и их температуру за котлом. Результаты измерений вносят в таблицу результатов опытов по определению оптимальных режимов горения (см. прил. 10, 11).

Определение потерь теплоты и экономических показателей работы котла. Балансовые (основные) опыты — наиболее ответственные, так как по их результатам рассчитывают экономические показатели работы котла: КПД и удельный расход топлива. Эти опыты, как отмечалось выше, проводят на трех-четырех нагрузках. Для каждой нагрузки устанавливают режим, при котором процесс горения происходит с оптимальным расходом воздуха, определенным в процессе предшествующих режимноналадочных опытов.

При проведении рассматриваемой серии опытов измеряют:

- производительность котла;
- давление и температуру перегретого пара (температуру горячей воды);
- температуру питательной воды до и после экономайзера (температуру воды на входе в котел);
- давление питательной воды до и после экономайзера;
- продувку;
- расход газа;
- давление газа перед горелками, после регулирующей заслонки в газовом коллекторе котла;
- температуру и давление газа перед диафрагмой (счетчиком);
- температуру холодного и горячего воздуха;
- давление воздуха после дутьевого вентилятора, перед горелками (первичного, вторичного);
- разрежение вверху топки, за котлом, за экономайзером, за воздухоподогревателем, перед дымососом;
- температуру продуктов сгорания за котлом, за экономайзером, за воздухоподогревателем, перед дымососом;
- состав продуктов сгорания в наладочной (за котлом или за пароперегревателем) и балансовой точках

(за экономайзером или за воздухоподогревателем);
— нагрузку электродвигателей дымососа, дутьевого вентилятора.

Продолжительность балансового опыта на одной нагрузке 3 ч. По данным этих измерений подсчитывают потери теплоты и определяют экономические показатели работы котла. Составляют сводную ведомость результатов испытаний в соответствии с формой, приведенной в прил. 12, 13.

Определение минимальной устойчивой нагрузки.
В задачу опыта входит определение минимального давления газа и соответствующего ему давления воздуха перед горелками с сохранением устойчивого горения в топке без химической неполноты сгорания топлива. Для этого нагрузку на котле снижают ступенчато (по 10—20 % от его номинальной производительности) с выдержкой времени, необходимой для проведения всего объема измерений (но не менее 1 ч). По достижении минимально допустимого снижения температуры перегретого пара, температурного режима по газовому тракту, устойчивого горения при соблюдении необходимого соотношения газ — воздух, обеспечивающего полное сгорание газа, нагрузка несколько повышается для перехода в надежный режим.

Основные измеряемые параметры в опыте:

- производительность котла;
- параметры пара (горячей воды);
- температура питательной воды;
- содержание продуктов сгорания в балансовой точке;
- разрежение в топке и по газовому тракту;
- расход, давление газа и воздуха перед горелками;
- число и сочетание работающих горелок.

Определение максимально допустимой нагрузки.
Максимальная нагрузка котла может быть ограничена производительностью дымососа или дутьевого вентилятора, неудовлетворительным положением факела в топке, ухудшением качества пара, недостаточностью напора, развиваемого питательными насосами, повышенным нагревом обмуровки, особенно фронтных плит горелок, пределом, установленным заводом-изготовителем или требованиями соответствующих нормативных документов.

Максимальную нагрузку устанавливают следующим образом:

- увеличивают нагрузку на 5—10 % от номинальной производительности котла (выдерживают ее в течение 1 ч);

- определяют оптимальный расход (и давление) воздуха перед горелками по данным газового анализа продуктов сгорания;

- увеличивают нагрузку в указанном выше порядке до появления ограничений по одному из вышеперечисленных условий;

- проводят опыт на максимально допустимой нагрузке в течение 2—3 ч.

Измерения в опыте выполняют те же, что и при определении минимальной нагрузки.

Обработка результатов испытаний. Материалы испытаний обрабатывают в две стадии: на предварительной, в ходе испытаний, и на окончательной, по завершении их.

Предварительная обработка материалов дает возможность оценить правильность проведения опытов и принять решение о возможности зачесть их результаты или о необходимости повторить опыты. В общем виде предварительная обработка заключается в следующем:

- отбор результатов измерений, которые в достаточной степени характеризуют работу котла в условиях эксплуатации;

- выполнение расчетов, связанных с тарировкой сечений газоходов;

- подсчет присосов воздуха в топку и газоходы;

- расчет оптимальных коэффициентов расхода воздуха на различных нагрузках;

- составление таблиц результатов опытов по определению оптимального режима горения.

Окончательная обработка включает в себя:

- отбор результатов измерений в основных опытах, подлежащих обработке и анализу;

- подсчет средних значений измеренных величин в основных опытах;

- приведение видимых значений расходов пара, газа, воды к действительным значениям;

- составление теплового баланса котла и определение его основных характеристик для каждой нагрузки;

- составление сводной ведомости результатов испытаний;
- построение графиков;
- составление режимной карты работы котла (см. прил. 14, 15).

Составление технического отчета. По результатам теплотехнических испытаний составляют технический отчет, являющийся документом, подтверждающим выполненный объем работ. С учетом «Требований Госгазнадзора к проведению наладочных работ на газоиспользующих установках» этот отчет должен содержать следующие разделы: введение; краткую характеристику оборудования, систем (ы) автоматизации, топлива; данные по расходу тепловой энергии потребителями и на собственные нужды котельной; подготовительные работы; методику проведения опытов и измерений; анализ результатов испытаний; выводы и рекомендации; приложения.

I. Введение. Здесь указывают номер и дату договора, в соответствии с которым выполнены работы; наименование предприятий, между которыми заключен договор; документ о регистрации наладочного предприятия в инспекции Госгазнадзора (номер и дата разрешения); состав бригады, выполнившей испытания, и время их проведения; тип, номер и число испытанных котлов, место их установки, назначение котельной; даты ввода котлов в эксплуатацию, перевода их на сжигание газа, последних теплотехнических испытаний; выполнение задач, поставленных в программе испытаний.

II. Краткая характеристика оборудования, систем (ы) автоматизации, топлива. Здесь приводят паспортные характеристики котлов, горелок, дутьевых вентиляторов, дымососов, экономайзеров, воздухоподогревателей, систем (ы) автоматизации котлов, топлива, установок химической и термической обработки воды, питательных насосов.

Характеристика котла должна содержать его тип, номинальную производительность, рабочее давление пара в барабане, расчетное давление и температуру перегретого пара, температуру питательной воды, а также воды на входе в котел и выходе из него (для водогрейных котлов), расход воды (для водогрейных котлов), площадь поверхностей нагрева, объем топочного пространства, температуру продуктов сгорания за котлом и уходящих газов, разрежение по газоходам котла (или надув), расчетный КПД котла.

В характеристику горелок должны быть включены тип горелки, ее номинальные тепловая мощность, расход топлива, давление газа и воздуха, коэффициент расхода воздуха при номинальной тепловой мощности, коэффициент рабочего регулирования мощности, диаметр и число газовыхпускных отверстий, шаг их расположения и конструктивные размеры амбразур или огневых щелей.

Характеристика дутьевого вентилятора, дымососа и питатель-

ного насоса должна содержать тип машины, ее производительность, давление подаваемого воздуха (напор), мощность и частоту вращения электродвигателя.

В характеристиках экономайзера и воздухоподогревателя следует указать тип и площадь конвективной поверхности нагрева.

Кроме того, в данном разделе необходимо привести сведения о наличии, типе и работоспособности автоматики безопасности и регулирования работы котлов; установок химической и термической обработки питательной воды.

В характеристике топлива указывают теплоту сгорания, плотность и максимальное содержание CO_2 .

III. Данные по расходу тепловой энергии потребителями (по тепловым нагрузкам потребителей) и на собственные нужды котельной. Здесь следует привести сведения по расходу тепловой энергии потребителями на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение, прочие нужды, а также расходы теплоты (пара) на собственные нужды котельной.

IV. Подготовительные работы. В этом разделе рекомендуется указать, что в ходе подготовительных работ проверено состояние котлов, горелок, экономайзеров, воздухоподогревателей, дутьевых вентиляторов, дымососов, контрольно-измерительных приборов; выявлены неплотности в обмуровке топки и газоходах котла; составлены схема, спецификация измерений и программа испытаний; выполнена тарировка сечений газоходов; сняты эксплуатационные характеристики («фотографии») работы котлов; для устранения выявленных дефектов составлен и передан для исполнения владельцу котельной перечень работ, прилагаемый к отчету. В случае невыполнения отдельных работ из перечня необходимо указать причину этого.

V. Методика проведения опытов и измерений. Здесь приводят сведения о том, что режимноналадочные и балансовые опыты выполнялись в соответствии с технологией (методикой) работ, утвержденной руководителем наладочной организации и согласованной с инспекцией Госгазнадзора. Число опытов и объем измерений указывают в программе испытаний, схеме и спецификации измерений; полученные результаты сводят в таблицы, а по ним строят графические зависимости.

VI. Анализ результатов испытаний. При анализе следует обращать внимание на: диапазон нагрузок, при котором обеспечивается надежная, экономичная работа котла; причины, определяющие максимальную и минимальную нагрузки котла; качество работы горелок по смесеобразованию, длине факела, вибрации, нагреву конструкции, создаваемому шуму, удобству и надежности розжига, устойчивости работы; результаты включения различного числа горелок и в различных комбинациях; характер распределения факела в топочном пространстве; обеспечение котла тягой и дутьем и работу тягодутьевых устройств; значения коэффициента расхода воздуха по газоходам, причины их завышенного значения, характер изменения с изменением производительности котла; значения КПД котлов и расхода топлива, причины отклонений КПД котлов от расчетных значений (в случае расхождения более чем на 1 %); характер изменения КПД и расхода топлива с изменением производительности котла; давление пара при испытаниях при отклонении от расчетного значения; потребление теплоэнергии на собственные нужды котельной; удельные расходы топлива на выработанную

и отпущенную теплоэнергию, а также на другие вопросы, имеющие место в конкретных условиях.

VII. Выводы и рекомендации. В этом разделе следует указать: рекомендуемые нагрузки котлов в соответствии с графиком их распределения; оценку КПД котлов; степень герметичности топки и газоходов; качество сжигания топлива; оценку работы котлов в целом, горелок и тягодутьевых устройств, удобства управления и обслуживания котлов.

На основании сравнения результатов «фотографии» работы котлов с показателями наладки и теплотехнических испытаний делаются выводы о достигнутой экономичности работы котлов.

В рекомендациях необходимо дать предложения, направленные на обеспечение надежной, безопасной и эффективной работы котлов. В частности, в них могут быть такие мероприятия: заменить вентилятор (дымосос) на более мощный; выполнить реконструкцию амбразур (огневых щелей) горелок; проверять регулярно герметичность газоходов и топочных камер; поддерживать тепловой режим работы котлов в соответствии с данными режимных карт; не допускать снижения давления пара (указать давление пара); контролировать положение факела в топке; не допускать касания им экранных труб и проникновения в конвективные газоходы; анализировать состав продуктов сгорания за котлом (за экономайзером), переносным газоанализатором; другие мероприятия в соответствии с местными условиями.

VIII. Приложения. Здесь приводят табличный и графический материал по результатам испытаний. Графики выполняют на форматных листах с соблюдением принятых масштабов. В состав данного раздела входят:

- акты о состоянии КИП котлов (представляется владельцем котла) и внутренних поверхностей экранов (представляется владельцем котла при невозможности провести осмотр его перед теплотехническими испытаниями);

- поверочные расчеты горелок, диафрагм расходомеров по газу, пару (при необходимости);

- программа испытаний;

- схемы измерений;

- спецификации измерений;

- план-задание на подготовку котлов к испытаниям;

- перечень работ по устранению выявленных дефектов;

- таблицы тарировки сечений газоходов (воздуховодов);

- методика расчетов при теплотехнических испытаниях;

- таблицы результатов опытов по определению оптимальных режимов горения;

- сводные ведомости результатов испытаний;

- режимные карты работы котлов;

- графики зависимостей расхода, давления газа, КПД брутто котла, температуры уходящих газов и коэффициента расхода воздуха от паро- или теплопроизводительности; давления воздуха от давления газа, а также других параметров (при необходимости);

- таблица тепловых нагрузок;

- таблица оптимального распределения нагрузки между котлами;

- карта распределения нагрузки между котлами;

- таблицы расчета экономического эффекта от проведения теплотехнических испытаний.

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЯХ КОТЛОВ

2.1. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ

2.1.1. Измерение давления

Давление в котлах измеряют, чтобы обеспечить надежность, безопасность и экономичность их работы. В Международной системе единиц (СИ) за единицу давления принят паскаль (Па), равный давлению равномерно распределенной силы в 1 Н на площадь в 1 м². Так как находящиеся в эксплуатации приборы для измерения давления имеют шкалы, обозначенные внесистемными единицами, допускается применение следующих единиц давления: килограмм-сила на квадратный сантиметр (или метр), миллиметры водяного и ртутного столба, бар, физическая и техническая атмосферы (кгс/см², кгс/м², мм вод. ст., мм рт. ст., бар, атм и ат).

Различают давление атмосферное (или барометрическое), абсолютное, избыточное и вакуумметрическое. Абсолютное давление представляет собой сумму избыточного и атмосферного давлений. Вакуумметрическое давление (разрежение) — давление меньше атмосферного. Для измерения давления применяют манометры, которые по принципу действия подразделяются на жидкостные, деформационные, грузопоршневые, электрические, ионизационные и тепловые. Грузопоршневые манометры — образцовые приборы; электрические имеют ограниченное применение в эксплуатации котлов; ионизационные и тепловые в теплотехнике не используют.

В зависимости от вида измеряемого давления различают барометры, манометры избыточного и абсолютного давления, вакуумметры и мановакуумметры, дифференциальные манометры (дифманометры). Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, дифманометры с пределами измерения давления, разрежения или разности давлений до 4000 мм вод. ст. называют напором

мерами, тягомерами, тягонапоромерами и дифференциальными тягонапоромерами.

Жидкостные манометры. Измеряемое давление или разность давлений в этих приборах уравнивается давлением столба рабочей жидкости. Простейший жидкостный манометр состоит из U-образной стеклянной трубки и прямолинейной шкалы с ценой деления 1 мм. В качестве рабочей жидкости могут быть вода, ртуть, спирт. Для того чтобы исключить влияние капиллярных сил, используют стеклянные трубки с внутренним диаметром 8—10 мм. Разница в диаметрах левой и правой трубок на результат измерения не влияет. Также необязательно и заполнение прибора жидкостью точно до нулевой отметки на шкале, так как отсчет показаний ведется по разности уровней по делениям шкалы. Пределы измерений U-образного манометра: +1000 мм вод. ст. (рабочая жидкость — вода) и 1 кгс/см² (рабочая жидкость — ртуть). К числу основных недостатков прибора следует отнести отсчет по двум уровням, что увеличивает погрешность измерений.

Разновидностью жидкостного манометра является однотрубный манометр, применение которого повышает точность отсчета. Погрешность измерения не превышает +1 мм при делении шкалы 1 мм.

Для измерения малых избыточных давлений и разрежений (до 300 кгс/м²) с повышенной точностью используют жидкостные микроманометры с наклонной трубкой.

Наиболее распространенным является микроманометр типа ММН (рис. 2.1). Показания микроманометра определяются по длине столбика рабочей жидкости в измерительной трубке с углом наклона α :

$$p = n\rho \sin \alpha, \quad (2.1)$$

где p — измеряемое давление, мм вод. ст. (кгс/м²); n — длина столбика рабочей жидкости, мм; ρ — плотность рабочей жидкости, кг/м³; α — угол наклона трубки, градус.

Измерительная трубка может занимать пять фиксированных положений, которые указаны на секторе прибора: 0,2; 0,3; 0,4; 0,6; 0,8. Эти цифры являются произведением $\rho \sin \alpha$. Чем меньше угол наклона трубки, тем выше точность отсчета, так как при одних и тех же давлении (разрежении) и разности уровней h

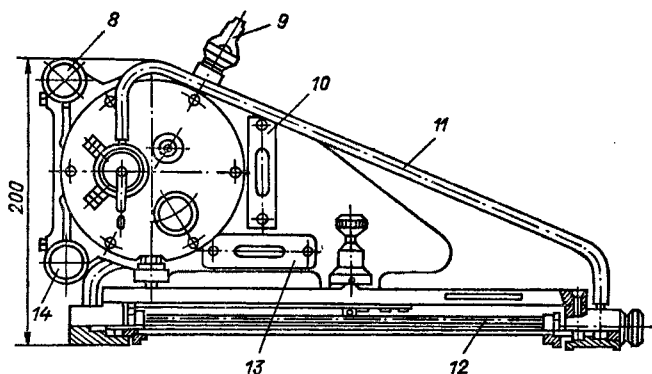
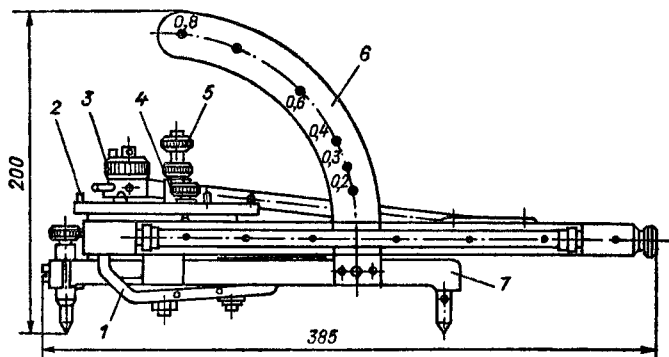


Рис. 2.1. Микроманометр ММН.

1, 11 — резиновые трубки; 2 — металлический сосуд; 3 — трехходовой кран; 4 — пробка; 5 — корректор нуля; 6 — дуга; 7 — треугольное основание; 8, 14 — винтовые опоры; 9 — дренажный кран; 10, 13 — уровни; 12 — измерительная трубка.

длина столбика рабочей жидкости в трубке увеличивается.

В качестве рабочей жидкости для микроманометров следует применять плохо смачиваемую жидкость, образующую плоский мениск, например этиловый спирт, средняя плотность которого при 20°C равна $0,8095 \text{ г/см}^3$. Не рекомендуется использовать для микроманометров воду, которая обладает большей капиллярностью, чем спирт, и образует недостаточно четкий вогнутый мениск. Погрешность измерения микроманометра не превышает $0,5\%$.

Наиболее распространенный тип тягонапоме

ра — ТНЖ-Н (рис. 2.2), который также можно отнести к микроманометрам с постоянным углом наклона измерительной трубки. Пределы измерения давления (разрежения), кгс/м²: 25, 40, 63, 100 и 160; точность измерения 0,2 кгс/м². Рабочая жидкость — этиловый спирт. Установка прибора производится по уровню. Шкалу можно передвигать при помощи специального винта для совмещения нулевого деления с мениском рабочей жидкости в измерительной трубке.

Деформационные манометры. Они просты по конструкции, надежны в эксплуатации и предназначены для измерения давлений в широких пределах. Принцип действия этих манометров основан на зависимости деформации чувствительного элемента от измеряемого давления. Чувствительными элементами могут быть трубчатые пружины, сильфоны, мембранные коробки, плоские и гофрированные мембраны. Трубчатые пружинные показывающие манометры выпускают с верхним пределом измерения от 1 до 10⁴ кгс/см² в соответствии со стандартным рядом. Рабочие показывающие пружинные манометры имеют класс точности 1,5; 2,5; 4; рабочие повышенной точности — 0,6; 1; образцовые — 0,15; 0,25; 0,4.

Трубчатыми пружинными манометрами являются приборы типа ЭКМ и МЭД. Манометры типа ЭКМ — электроконтактные, их применяют для регулирования и сигнализации при отклонении давления от предельных значений. Класс точности прибора 1,5. Манометры типа МЭД с дифференциально-трансформаторным преобразователем предназначены для генерирования

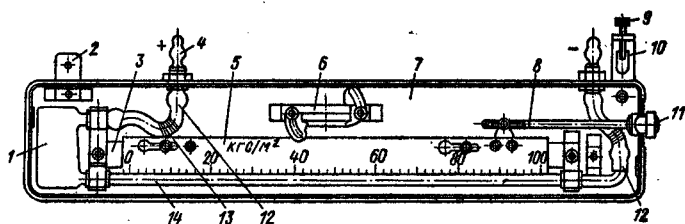


Рис. 2.2. Тягонапоромер ТНЖ-Н.

1 — стеклянный сосуд; 2 — жесткое ушко; 3 — держатель шкалы; 4 — штуцер; 5 — шкала; 6 — уровень; 7 — корпус; 8 — винт передвижения шкалы; 9 — винт установки уровня; 10 — подвижное ушко; 11 — маховичок; 12 — резиновые трубки; 13 — проволоочная предохранительная спираль; 14 — измерительная трубка.

электрического выходного сигнала за счет перемещения сердечника, связанного с чувствительным элементом. Предел приведенной погрешности прибора не превышает 1 %.

Для получения требуемой точности выбирают пружинные манометры, верхний предел шкалы которых превышает средние значения в 1,5 раза, а наименьшее измеряемое давление должно быть больше показания, соответствующего $1/3$ шкалы прибора.

Мембранные манометры. Это — профильные напорометры типа НМП, дифманометры типа ДМ. Класс точности напорометров — 1,5; 2,5. Пределы измерения до 2500 кгс/м^2 в соответствии со стандартным рядом. Класс точности дифманометров — 1; 1,5. Верхний предел измерения от 160 до $6,3 \text{ кгс/см}^2$ в соответствии со стандартным рядом.

2.1.2. Методика измерения давления

Для обеспечения нормальной эксплуатации приборов измерения давления необходимо соблюдать следующие условия.

1. При измерении давления рабочей среды в трубопроводе импульсную трубку к манометру врезать по возможности на прямом участке. Давление измерять через отверстие (диаметром 4—8 мм), края которого не должны иметь острых кромок, вызывающих возмущение потока.

2. На горизонтальных или наклонных участках трубопровода штуцер под манометр располагать на верхней или боковой образующей трубы с целью предотвратить засорение прибора и импульсной трубки.

3. Длина импульсной линии к манометру не должна превышать 30—35 м во избежание большого запаздывания показаний.

4. Импульсные линии выполнять из трубок диаметром не менее 8 мм.

5. Импульсные линии прокладывать кратчайшим путем с минимальным числом поворотов и уклоном не менее 0,1 в сторону места отбора давления, если измеряемая среда пар или газ, и в сторону прибора, если измеряемая среда — вода.

6. Пружинные манометры устанавливать вертикально, соединительным штуцером вниз, в местах, не

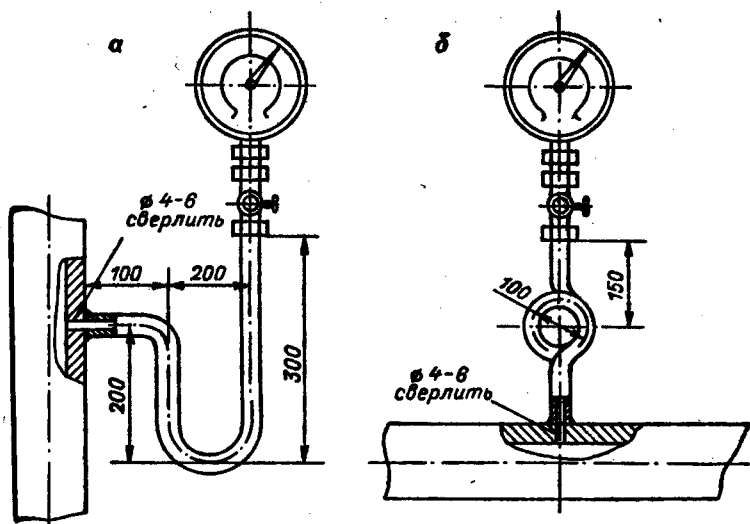


Рис. 2.3. Установка манометров U-образного (а) и кольцевого с сифонной трубкой (б).

подверженных действию высоких температур и вибрации. Чтобы исключить влияние измерительной среды с высокой температурой на чувствительный элемент манометра, что может привести к неопределимым дополнительным погрешностям, перед прибором располагать U-образную или кольцевую сифонные трубки (рис. 2.3).

7. Устранить пульсацию измеряемого давления путем установки перед прибором дроссельной шайбы диаметром 0,5—1 мм.

8. U-образные жидкостные манометры устанавливать вертикально по отвесу.

9. Стекланные трубки приборов давления перед измерениями промывать насыщенным раствором двухромовокислого калия в серной кислоте с последующей промывкой водой и спиртом.

10. Появляющиеся в измерительной трубке жидкостных манометров пузырьки газа (воздуха) необходимо удалять.

2.2. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

2.2.1. Измерение температуры

Этот вид измерений составляет значительный объем от всех измерений, проводимых при теплотехнических испытаниях котлов. Температура газа, воздуха, продуктов сгорания, перегретого пара, воды, поверхностей нагрева является определяющим параметром при расчетах эффективности использования топлива и экономичности работы котлов. В связи с этим точности измерений температуры придается очень важное значение.

Существуют два метода измерения температуры: контактный и бесконтактный. Для измерения температуры контактным методом применяют термометры расширения, использующие свойства тел или веществ изменять свой объем под действием температуры (жидкостные, dilatометрические термометры); манометрические термометры, использующие зависимость давления вещества (газа или насыщенного пара) при постоянном объеме от температуры; термопреобразователи сопротивления (термометры сопротивления), использующие способность различных материалов изменять свое электрическое сопротивление с изменением температуры; преобразователи термоэлектрические (термоэлектрические термометры, термопары), использующие зависимость термоэлектродвижущей силы (термоэдс) термопары от температуры.

Для измерения температуры бесконтактным методом применяют различного типа пирометры: яркостные (оптические или квазимонохроматические) с исчезающей нитью, измеряющие температуру по излучению нагретого тела при определенной длине волны; радиационные (пирометры полного излучения), измеряющие температуру по термоэдс, наводимой радиационным излучением раскаленного тела по всему спектру.

Стеклянные жидкостные термометры. Принцип работы этих термометров основан на разности объемных температурных коэффициентов расширения термометрической жидкости и стекла оболочки. В качестве термометрической жидкости применяют ртуть, спирт, толуол и другие органические жидкости. Наиболее распростра-

нены ртутные термометры, так как ртуть в отличие от органических жидкостей не смачивает стекла и остается жидкой в широком диапазоне температур: от -35 до 600°C . При температуре ниже -35°C ртуть переходит в твердое состояние, а верхний предел измерения ограничивается температурой, которую выдерживает стекло без потери своей прочности. Для измерения температуры, превышающей температуру кипения ртути ($357,25^{\circ}\text{C}$), пространство над ртутью в капиллярной трубке заполняется инертным газом под давлением. С повышением верхнего предела измерения давление увеличивается.

Основные достоинства стеклянных ртутных термометров, — удовлетворительная точность измерения ($0,5\text{—}1^{\circ}\text{C}$), наглядность показаний, простота и дешевизна измерений; к недостаткам относятся малая прочность, большое запаздывание показаний.

Различают термометры технические и лабораторные. Технические термометры состоят из нижней (хвостовой) части, которая бывает прямой или изогнутой (угловой) под углом 90 , 135° , и верхней части, где расположена шкала. Хвостовая часть выполняется меньшего диаметра, чем верхняя, и определяет глубину погружения термометра в измеряемую среду. Погружение на глубину, меньшую длины хвостовой части, снижает точность измерений. Технические термометры еще называются термометрами с постоянной глубиной погружения.

В отличие от технических лабораторные термометры имеют переменную (полную) глубину погружения, определяемую измеряемой температурой. Полное погружение термометра на высоту столбика ртути повышает точность измерений, так как в этом случае весь объем ртути — в резервуаре и капилляре — имеет температуру измеряемой среды. Если же столбик ртути выше уровня погружения термометра, то температура выступающей части столбика будет отличаться от температуры погруженной части и измеряемой среды. Если температура воздуха ниже температуры измеряемой среды, показания прибора будут занижены, если она выше температуры измеряемой среды, термометр будет давать завышенные показания. Поправка к показаниям термометра при неполном его погружении (на выступающий столбик) Δt , $^{\circ}\text{C}$:

$$\Delta t = \alpha_n (t_n - t_0), \quad (2.2)$$

где α — температурный коэффициент видимого расширения столбика ртути в капилляре, равный $0,00016^{\circ}\text{C}^{-1}$; n — число градусов в выступающем столбике ртути, $^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{и}}$, $t_{\text{о}}$ — соответственно температура, $^{\circ}\text{C}$, измеряемой и окружающей среды (воздуха) в месте установки термометра.

Лабораторные ртутные термометры бывают палочные и с вложенной шкалой. Первые представляют собой толстостенную капиллярную трубку, на поверхности которой нанесена шкала; вторые имеют капиллярную трубку малого диаметра, шкалу, нанесенную на плоскую пластину из молочного стекла и помещенную сзади капилляра. Шкала и капилляр находятся в стеклянной оболочке, припаянной к резервуару с термометрической жидкостью.

Точность измерения температуры ртутными термометрами в значительной степени зависит от правильности их установки и условий теплообмена между измеряемой средой, термометром и окружающим воздухом. Неправильная установка прибора только из-за утечки теплоты в окружающую среду может привести к занижению показаний на 10—15 %. Способы установки ртутных термометров показаны на рис. 2.4.

При измерении температуры ртутными термометрами необходимо соблюдать следующие требования:

а) термометр должен иметь градуировочное свидетельство; на самом термометре должны быть проставлены его номер, номер ГОСТа, заводской знак и марка стекла;

б) обеспечить погружение термометра на глубину не менее $1/2$ диаметра трубы;

в) защитная гильза ртутного термометра должна быть изготовлена из металла с плохой теплопроводностью и не должна превышать диаметр оболочки термометра более чем на 2—3 мм; толщина стенки гильзы должна быть не более 1—1,5 мм для давления измеряемой среды 8—15 кгс/см² и 2—2,5 мм для давления 15—60 кгс/см²;

г) для лучшей передачи теплоты кольцевой зазор между стенкой защитной гильзы и термобаллоном термометра должен быть заполнен при измерении температуры до 150°C машинным маслом, температуры $> 150^{\circ}\text{C}$ — медными опилками. Высота заполненной части гильзы должна равняться длине хвостовой

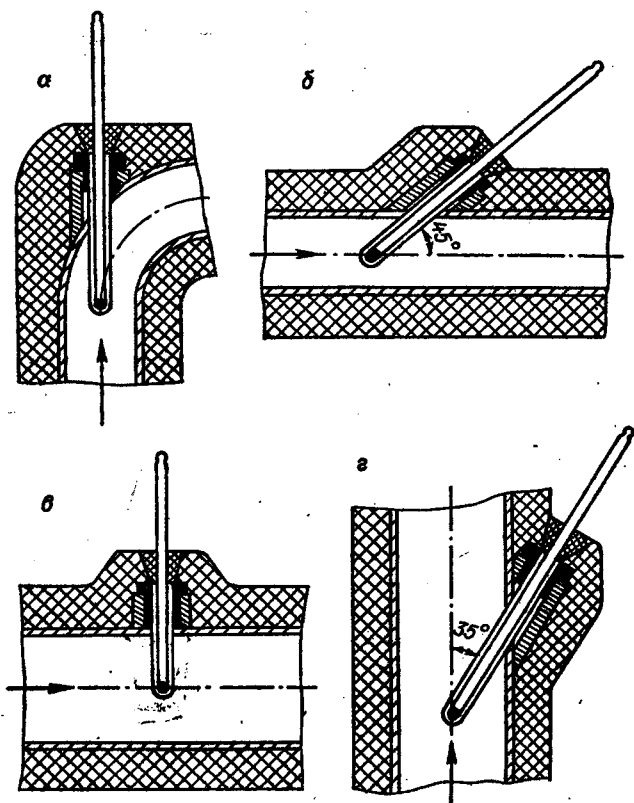


Рис. 2.4. Способы установки ртутных термометров.
 а — вдоль оси трубопровода ($D < 200$ мм); б — наклонно к оси горизонтального трубопровода ($D < 200$ мм); в — нормально к оси горизонтального трубопровода ($D > 200$ мм); г — на вертикальном трубопроводе ($D > 200$ мм).

части термометра. Чрезмерное заполнение гильзы маслом или опилками снижает точность измерения из-за дополнительного отвода теплоты по ним и увеличивает погрешность измерения. При установке термометра без заполнителя зазор уплотняется асбестовым шнуром;

д) при отсчете показаний термометра глаз наблюдателя должен находиться на одном уровне с мениском ртутного столбика;

е) отсчет показаний термометра выполнять с точностью не менее $1/2$ цены деления шкалы;

ж) при считывании показаний во избежание допол-

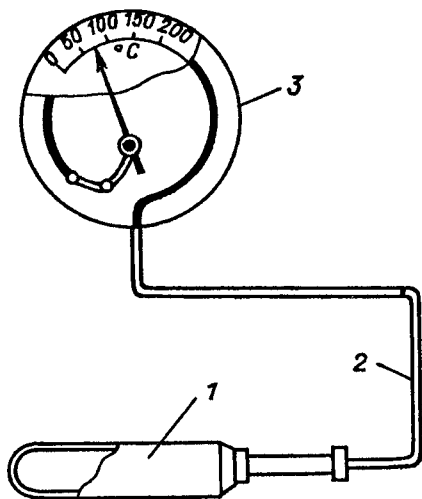


Рис. 2.5. Манометрический термометр.

1 — термобаллон; 2 — капилляр; 3 — пружинный манометр.

нительной неопределенной погрешности не вынимать термометр из защитной гильзы.

Манометрические термометры. Термометр состоит из термобаллона, заполненного термометрической жидкостью, капилляра и пружинного манометра (рис. 2.5).

В зависимости от заполнителя (термометрической жидкости) различают газовые, конденсационные или парожидкостные и жидкостные. В газовых термометрах в качестве заполнителя применяют инертные газы (азот, гелий); в жидкостных — ртуть, метиловый спирт; в конденсационных — жидкости с низкой температурой кипения (ацетон, бензол и др.). Пределы измерения манометрических термометров, °C: газовых от —200 до 600; жидкостных от —150 до 300; конденсационных от —50 до 300.

Класс точности газовых и жидкостных манометрических термометров — 1; 1,5; 2,5; конденсационных — 1,5; 2,5; 4. Длина капилляра газовых термометров не должна превышать 60, жидкостных 10 и конденсационных 25 м.

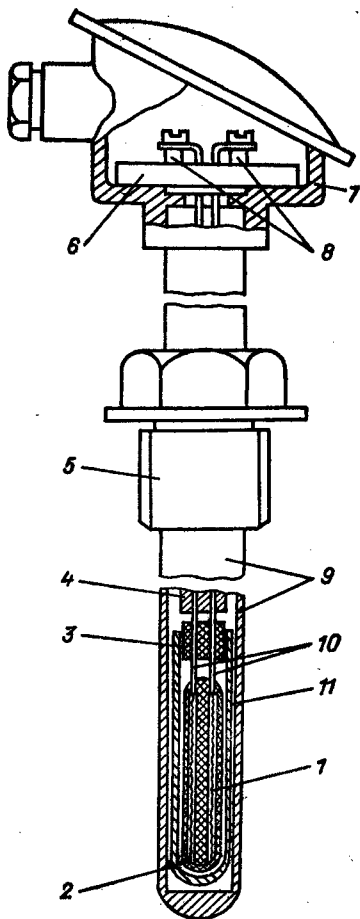
К достоинствам манометрических термометров относят сравнительную простоту конструкции, возможность передачи показаний на расстояние; к недостаткам — сравнительно невысокую точность измерений, трудность ремонта при нарушении герметичности.

Манометрические термометры в котельных широко не применяются.

Термопреобразователи сопротивления. В соответствии с ГОСТ 6651—78* введено понятие «термопреобразователь сопротивления» вместо существовавшего

Рис. 2.6. Термопреобразователь сопротивления.

1 — спираль; 2 — керамический каркас; 3 — керамическая втулка; 4 — изоляционная керамическая труба; 5 — штуцер резьбовой; 6 — изоляционная колодка; 7 — соединительная головка; 8 — винты; 9 — защитный чехол; 10 — выводы чувствительного элемента; 11 — защитная оболочка.



ранее и применяемого в практике термина «термометр сопротивления».

Прибор состоит из первичного измерительного преобразователя (термоприемника), соединительных проводов, вторичного измерительного прибора (для измерения электрического сопротивления) и источника питания. Термоприемник представляет собой термочувствительный элемент, помещенный для защиты от механических повреждений и воздействия агрессивной среды в герметичный чехол (рис. 2.6). В качестве термочувствительных элементов применяют металлы (пла-

тину или медь) и полупроводники (смеси окислов меди, марганца, магния, кобальта и др.).

Полупроводниковые термопреобразователи сопротивления (терморезисторы) выпускают двух типов: кобальто-марганцевые (КМТ) и медно-марганцевые (ММТ). Однако для измерения температуры эти приборы широко не применяют из-за нестабильности показаний, чаще всего их используют в системах технологической сигнализации, так как они обладают высокой чувствительностью. Пределы измерения мед-

ных термопреобразователей сопротивления от -200 до $+200^{\circ}\text{C}$.

Наиболее приемлема для чувствительного элемента химически чистая платина. Она применяется как в технических, так и в образцовых приборах для измерения температуры в интервале от -260 до $+1100^{\circ}\text{C}$. Для изготовления чувствительных элементов используют тонкую платиновую проволоку, наматываемую на каркас из материалов, обладающих высокими электроизоляционными свойствами (слюда, кварц, фарфор).

При проведении измерений ток, протекающий по чувствительному элементу, не должен вызывать выделения тепловой энергии более 10 МВт , так как большее выделение ее приведет к появлению заметной разности температур чувствительного элемента и окружающей среды и внесет дополнительную погрешность в показания прибора.

В зависимости от металла, из которого сделан чувствительный элемент, различают термопреобразователи сопротивления платиновые (ТСП) и медные (ТСМ); характеристики их приведены в табл. 2.1.

Платиновые термопреобразователи сопротивления имеют следующие номинальные сопротивления (при 0°C), Ом: 1, 5, 10, 50, 100 и 500. В соответствии с этим им присвоены условные обозначения: 1П, 5П, 10П, 50П, 100П и 500П. Ранее промышленностью выпускались ТСП с номинальным сопротивлением (при 0°C) 10, 46, 100 Ом, отнесенные соответственно к

Таблица 2.1

Характеристика термопреобразователей сопротивления

Тип термопреобразователя	Условное обозначение номинальной статической характеристики	Диапазон измеряемых температур, $^{\circ}\text{C}$	
		от	до
Платиновый	1П	-50	1100
	5П	-100	1100
	10П	-200	1000
	50П	-260	1000
	100П	-260	1000
	500П	-260	300
Медный	10М	-50	200
	50М	-50	200
	100М	-200	200

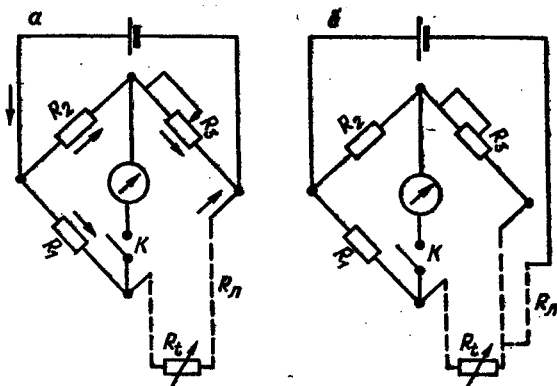


Рис. 2.7. Двух- (а) и трехпроводные (б) схемы подключения термопреобразователя сопротивления к уравновешенному мосту. Сопротивления: R_1 , R_2 — моста постоянные; R_3 — моста переменное; R_t — термопреобразователя сопротивления; R_s — соединительных проводов.

гр. 20, 21, 22; а ТСМ (при 0°C) с номинальным сопротивлением 10, 50 и 100 Ом, которым соответствуют условные обозначения 10М, 50М и 100М. В эксплуатации еще встречаются ТСМ с номинальным сопротивлением (при 0°C) 53, 100 Ом, отнесенные к гр. 23, 24. Погрешность измерения температуры ТСП до $\pm 0,1^\circ\text{C}$, ТСМ до $\pm 1^\circ\text{C}$.

Измерение сопротивления термоприемника производят подключением к нему соединительными проводами измерительного прибора по двух-, трех- и четырехпроводной схемам (рис. 2.7). По двухпроводной схеме сопротивление термоприемника подключают последовательно с сопротивлением соединительных проводов в одно из плеч измерительной схемы. Изменение сопротивления соединительных проводов, возникающее вследствие разницы температур окружающей среды и расчетной (градуировочной), оказывает влияние на результаты измерения.

Для того чтобы устранить влияние возможного изменения сопротивления соединительных проводов, применяют трехпроводную схему, при которой одна точка подключения питания моста перенесена непосредственно к месту установки термоприемника. В этом случае изменение температуры соединительных проводов не вызывает погрешности измерения или эта погрешность на порядок меньше, чем при двух-

проводной схеме, так как сопротивление проводов измерительной и соединительной ветвей изменяется одинаково.

Использованием четырехпроводной схемы можно полностью исключить влияние изменения сопротивления соединительных проводов на показания прибора. Однако на практике для точных измерений вместо четырехпроводной схемы применяют схему с использованием потенциометра.

Сопротивление термопреобразователей в большинстве случаев измеряют уравновешенными измерительными мостами. Использовать для этих целей логометры не рекомендуется ввиду их низкой точности ($\pm 2\%$). Измерение уравновешенным мостом осуществляют следующим образом: изменяют сопротивление одного или нескольких резисторов моста до тех пор, пока ток в измерительном приборе будет равен 0. Для этого одно или несколько плечей моста выполняют переменными известного сопротивления. При достижении равновесия моста по трем известным значениям определяют неизвестное, т. е. сопротивление термопреобразователя. Достоинством уравновешенного измерительного моста является независимость его показаний от изменения напряжения источника питания, однако чувствительность прибора зависит от напряжения. Поэтому напряжение моста необходимо иметь по возможности постоянное.

Наибольшее применение получил переносной (контрольный) уравновешенный мост типа МВУ с пределами измерений 0,01 Ом — 0,1 МОм. Рабочая область измерения моста 5 Ом — 0,1 МОм, погрешность показаний не превышает $\pm 0,5\%$, но при сопротивлении менее 5 Ом или более 0,1 МОм она возрастает до $\pm 5\%$.

Используя результаты полученных измерений, можем рассчитать сопротивления:

— для двухпроводной схемы

$$R_i = (R_1/R_2) (R_3 - R_L); \quad (2.3)$$

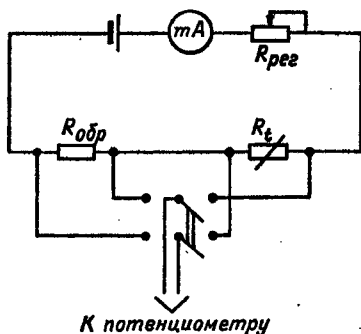
— для трехпроводной схемы

$$R_i = (R_1/R_2) (R_3 + 0,5 R_L) - 0,5 R_L. \quad (2.4)$$

Сопротивление соединительных проводов определяется при помощи того же измерительного моста

Рис. 2.8. Схема измерения сопротивления термопреобразователя сопротивления потенциометром.

Сопротивления: $R_{обр}$ — образцовое; $R_{рег}$ — регулировочное; R_t — термочувствительного элемента.



перед их подключением к термочувствительному элементу. Обычно применяют медные провода типа ПР-500 или кабель с медными жилами типа КВРГ или КНРГ сечением не менее 1,2—1,5 мм².

Кроме того, измерить сопротивление с высокой точностью можно с помощью потенциометра (рис. 2.8). Регулировочным сопротивлением $R_{рег}$ устанавливают силу тока в зависимости от типа потенциометра. Она должна быть не более 9 мА, так как при большей силе тока возникает недопустимый нагрев термочувствительного элемента. Образцовое сопротивление $R_{обр}$, включенное последовательно с источником питания, должно быть соизмеримым с измеряемым сопротивлением термочувствительного элемента R_t .

Потенциометром поочередно измеряют падение напряжения $\Delta U_{обр}$ на образцовом сопротивлении $R_{обр}$ и ΔU_t на сопротивлении термопреобразователя R_t , которое можно рассчитать по уравнению

$$R_t = R_{обр} (\Delta U_t / \Delta U_{обр}). \quad (2.5)$$

Перед установкой прибора необходимо проверить целостность термочувствительного элемента и сопротивление изоляции (с помощью мегомметра с номинальным напряжением 500 В), которое должно быть не менее 20 МОм. При отсутствии механических повреждений и сопротивлении изоляции меньше нормы чувствительный элемент надо просушить, после чего повторно измерить сопротивление изоляции.

Термочувствительные элементы следует устанавливать в соответствии с такими же требованиями, которые предъявляются к установке жидкостных термометров. В связи с тем что минимальная глубина

Характеристики преобразователей термоэлектрических

Наименование и условное обозначение преобразователя	Диапазон температур, °С, при измерении			Термоэдс, мВ (при $t = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $t_0 = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$)
	длительном		кратко- времен- ном (до)	
	от	до		
Платинородий (10 % родия)-платиновый S (ПП)	0	1300	1600	0,645
Платинородий (30 % родия)-платинородиевый (6 % родия) В (ПР)	300	1600	1800	0
Никельхром-никельалюминиевый (хромель-алюмелевый) К (ХА)	— 200	1000	1300	4,095
Хромель-копелевый (ХК)	— 50	600	800	6,88

погружения элемента 150—200 мм, на трубопроводах малого диаметра его надо устанавливать в наклонном положении.

Недостатками термопреобразователей сопротивление являются сравнительно большая тепловая инерция и сложность измерений.

Преобразователи термоэлектрические. Для измерения температуры на котлах при эксплуатации и теплотехнических испытаниях чаще всего применяют преобразователи термоэлектрические (первичный прибор), что обусловлено высокой чувствительностью и малой инерционностью последних (табл. 2.2 и рис. 2.9).

Чувствительным элементом преобразователя является термопара, представляющая собой два разнородных проводника, соединенные концы (спай) которых погружаются в измеряемую среду (рабочий конец), а свободные концы выводятся в окружающую среду и проводами присоединяются к измерительному прибору. При нагревании рабочего конца в местах соединения проводников при неравенстве температур возникает термоэдс, связанная определенной зависимостью с измеряемой температурой.

Термопару можно изготовить из двух любых материалов в чистом виде или с различными примесями, отвечающих ряду технических и технологических требований. Они должны обладать химической стойкостью;

Рис. 2.9. Преобразователь термоэлектрический.

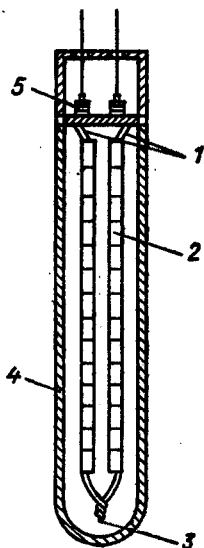
1 — термоэлектроды; 2 — изоляторы; 3 — рабочий конец термоэлектродов; 4 — корпус; 5 — головка.

жаропрочностью, однородностью состава, высокой электропроводностью, высоким коэффициентом преобразования (высокой термоэдс) и быть дешевы в изготовлении. Основным и обязательным требованием является постоянство термоэлектродных свойств материалов (стабильность градуировочной характеристики).

Подбор материалов для термоэлектродов осуществляют по отношению к нормальному термоэлектроду, для которого принята чистая платина, обладающая высокой температурой плавления и другими положительными свойствами. По отношению к платине одни материалы условно считаются положительными, а другие отрицательными. Ток в нагретом месте соединения положительного материала с платиной течет от платины к этому материалу, в паре отрицательного материала с платиной — в обратном направлении.

Наиболее распространены термопары из чистой платины и сплавов: платинородия (платины и родия), хромеля и алюмеля, хромеля и копеля. В наименовании термопреобразователя первым стоит положительный термоэлектрод.

Из табл. 2.2 видно, что хромель-копелевые преобразователи при одинаковой разности температур имеют наибольшую термоэдс, поэтому их следует использовать для измерения температур до 600°C ; никельхром-никельалюминиевые также характеризуются достаточно большой термоэдс, линейно зависящей от температуры, и применяются для измерения температур от 600 до 1000°C ; платинородий-платиновые дают наименьшую погрешность измерений, но развиваемая ими термоэдс почти в 10 раз меньше, чем у хромель-копелевых термопреобразователей, поэтому преобразователи S (ПП) наиболее пригодны для измерения



Т а б л и ц а 2.3

Основные значения термоэдс, мВ, стандартных преобразователей термоэлектрических при $t_0 = 0^\circ \text{C}$

Температура, $^\circ\text{C}$	Хромель-копелевый (ХК)	Никельхром-никель-алюминиевый К (ХА)	Платинородий (10 % родия) - платиновый S (ПП)	Платинородий (30 % родия) - платинородиевый (6 % родия) В (ПР)
-100	—	-3,553	—	—
0	0	0	—	—
100	6,88	4,095	0,645	—
200	14,59	8,137	1,440	—
300	22,88	12,207	2,323	0,431
400	31,49	16,395	3,260	0,786
500	40,28	20,640	4,234	1,241
600	49,11	24,902	5,237	1,791
700	57,85	29,128	6,274	2,430
800	66,47	33,277	7,345	3,154
900	—	37,325	8,448	3,957
1000	—	41,269	9,585	4,833
1100	—	45,108	10,754	5,777
1200	—	48,828	11,947	6,783
1300	—	52,398	13,155	7,845
1400	—	—	14,368	8,952
1500	—	—	15,576	10,094
1600	—	—	16,771	11,257

Примечание. Градуировочные характеристики преобразователей типа S и В не совпадают с характеристиками применявшихся ранее термопар ПП и ПР.

высоких температур. Преобразователи термоэлектрические В (ПР) характеризуются большей стабильностью измерений и применяются для измерения температур выше 1300°C (табл. 2.3).

Для повышения надежности эксплуатации, защиты от механических повреждений и воздействия измеряемой среды термоэлектроды изолируют. Для изоляции применяют оплетку из стеклонитей (до 600°C) или кварцевых нитей (до 1100°C), фарфоровые или шамотные бусы (до 1400°C). Для защиты от механических повреждений и воздействия измеряемой среды термоэлектроды помещают в защитный чехол, изготавливаемый для температур до 1000°C из стали, а выше 1300°C из фарфора или тугоплавких соединений.

Серийные термопреобразователи выпускаются с длиной рабочей части от 40 до 3200 мм.

Для измерения температуры преобразователем термоэлектрическим необходимо определить термоэдс,

возникающую на рабочем конце термопары, и температуру ее свободных концов. Если температура свободных концов равна 0°C , измеряемая температура определяется по градуировочной характеристике преобразователя. Если же температура свободных концов t_0 отличается от 0°C , температура измеряемой среды t определяется по термоэдс, развиваемой термопарой при разности температур $(t - t_0)$, с учетом термоэдс, возникающей при разности температур $(t_0 - 0)$.

Так как свободные концы термопары находятся в головке преобразователя, где температура достаточно высокая и непостоянная, их переносят (за счет удлинения проводов) в такое место, где их температура была бы постоянной и значительно ниже измеряемой. Температуру свободных концов измеряют термометром с ценой деления $0,5^{\circ}\text{C}$. Удлинение проводов не должно вызывать изменение термоэдс термопары и возникновения паразитной термоэдс. Для этого удлиняющие провода (в условиях температур мест их прокладки от 0 до 100°C) должны развивать термоэдс, одинаковую с таковой для термоэлектродов термопары. Таким образом, удлиняющие термоэлектродные или, как их еще называют, компенсационные провода являются продолжением термопары. Практически возникновение паразитной термоэдс исключается за счет применения для каждого типа преобразователей соответствующих термоэлектродных проводов (табл. 2.4).

При присоединении удлиняющих проводов надо соблюдать полярность, которая определяется по опознавательной расцветке проводов. В противном случае возникает дополнительная погрешность измерений.

Прокладку соединительных и компенсационных проводов от термопар к вторичным приборам (электрическим измерительным) необходимо выполнять открытым способом по поверхностям, обеспечивающим надежную изоляцию, кратчайшим путем (с наименьшим числом изгибов), располагать их отдельно от силовых линий, проводов электрических термопреобразователей сопротивления, обеспечив надежность контактных соединений. Недопустимо прокладывать провода вблизи нагретых поверхностей и в сырых местах.

Для измерения термоэдс применяют милливольтметры или потенциометры.

Милливольтметры. Принцип действия магнито-

Характеристики удлиняющих

Наименование термопары	Марка термоэлектродных проводов	Обозначение провода	Положительная жила	
			Материал	Цвет
Платинородий-платиновая	ПКВ, ПКВ-1 ПКТВ, ПКТВ-1 ПКВП	П	Медь	Красная (розовая)
Хромель-алюмелевая	ПКВ, ПКВ-1 ПКТВ, ПКТВ-1 ПКВП ПКЛ, ПКСЛ ПКЛЭ, ПКСЛЭ	М	Медь	Красная (розовая)
Хромель-копелевая	ПКВ, ПКВ-1 ПКТВ, ПКТВ-1 ПКВП ПКЛ, ПКСЛ	ХК	Хромель	Фиолетовая (черная)

Примечание. Провода ПКВ, ПКТВ, ПКВП применяют для прокладки

электрического милливольтметра состоит во взаимодействии подвижной рамки прибора, через которую протекает ток от термопреобразователя с магнитным полем постоянного магнита. В связи с этим изменение температуры окружающего воздуха, влияя на сопротивление рамки, сказывается на точности измерений. Последовательное включение с рамкой добавочного сопротивления, выполненного из манганина, и другие технические решения увеличивают внутреннее сопротивление прибора, что снижает влияние температуры окружающего воздуха на точность показаний, но не исключает его полностью. Внутреннее сопротивление милливольтметров для классов точности 0,2; 0,5; 1,0; 1,5 соответственно равно не менее 500; 500; 300; 200 Ом. Внешнее сопротивление милливольтметра для работы с термопреобразователями должно быть 5 или 15 Ом. Отклонение температуры окружающего воздуха от нормальной (20 °С) вызывает дополнительную погрешность, которая может достигать 0,5 допустимой основной погрешности на каждые 10 °С отклонения температуры.

При определенных значениях сопротивления внешней цепи, внутреннего сопротивления прибора, постоянной температуре свободных концов и известной гра-

термоэлектродных проводов

Отрицательная жила		Номинальное сечение, мм ²	Термоэдс, мВ (при $t = 100^\circ\text{C}$ и $t_0 = 0^\circ\text{C}$)	Сопротивление провода, Ом/м, при сечении, мм		
Материал	Цвет			1,0	1,5	2,5
Сплав ТП	Зеленая	2,5	$0,64 \pm$	—	—	0,02
		1,0; 1,5; 1,8; 2,5	$\pm 0,003$	0,05	0,03	0,02
Константан	Коричневая	1,0		0,05	—	—
		2,5	$4,10 \pm$	—	—	0,21
		1,0; 1,5; 1,8; 2,5	$\pm 0,15$	0,52	0,35	0,21
		1,0		0,52	—	—
Копель	Желтая (оранжевая)	1,5; 1,8; 2,5;		—	0,35	0,21
		1,5; 2,5		—	0,35	0,21
		2,5	$6,88 \pm$	—	—	0,46
		1,0; 1,5; 1,8; 2,5	$\pm 0,2$	1,15	0,77	0,46
		1,5; 1,8; 2,5		—	0,77	0,46
		1,5; 2,5		—	0,77	0,46

при температуре до 65°C , а провода ПКЛ, ПКЛЭ, ПКСЛЭ — до 120°C .

дуировочной характеристике термопреобразователя шкала магнитоэлектрического милливольтметра может быть отградуирована в градусах температуры. В этом случае прибор называется пирометрическим милливольтметром. Милливольтметры также имеют шкалу в милливольттах, которая используется при отклонении перечисленных параметров от градуировочных значений. Для того чтобы исключить погрешность, связанную с изменением температуры свободных концов термопреобразователя, в показания милливольтметра необходимо постоянно вводить поправки на температуру свободных концов. Измерив температуру в зоне свободных концов, стрелку выключенного прибора при помощи корректора устанавливают на отметку шкалы, соответствующую этой температуре.

Введение поправки на измерение температуры свободных концов может быть осуществлено автоматически с применением компенсационной коробки КТ-54 (рис. 2.10), питаемой от индивидуального источника постоянного тока. Источником тока может служить аккумуляторная батарея емкостью 60 А·ч или сетевой выпрямитель тока с выходным напряжением постоянного тока $4 \pm 0,2$ В (при напряжении переменного тока на входе 220—127 В), частотой 50 Гц и

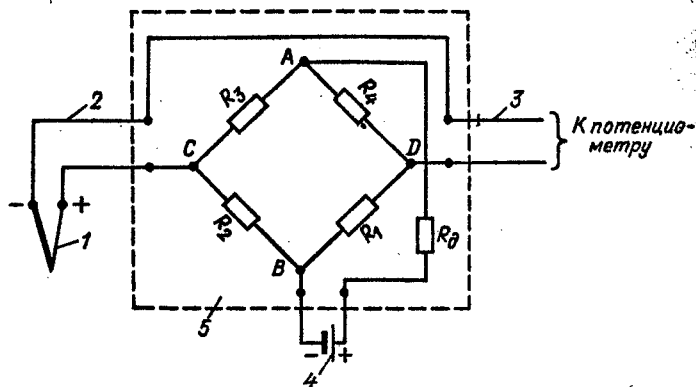


Рис. 2.10. Схема измерения термоэдс с автоматической компенсацией температуры свободных концов термопреобразователя. 1 — термопреобразователь; 2 — термоэлектродные провода; 3 — соединительные провода; 4 — источник питания; 5 — компенсационная коробка.

нагрузкой во внешней цепи 65 мА, подключаемый к точкам А, В. Коробка представляет собой неуравновешенный мост, включенный в измерительную схему милливольтметра. Сопротивление R_3 выполняется из меди, сопротивления R_1 , R_2 , R_4 изготавливаются из манганина. При температуре 20 °С мост находится в равновесии. С изменением температуры окружающей среды равновесие моста нарушается и на его вершинах С и D возникает разность потенциалов за счет изменения сопротивления R_3 . Вследствие изменения температуры свободных концов меняется также и термоэдс термопреобразователя. Сопротивление плеч моста подбирают таким образом, чтобы разность потенциалов U_{CD} была равна изменению термоэдс термопреобразователя с обратным знаком. В этом случае показания не будут зависеть от температуры свободных концов.

Применив термопреобразователи разных градуировок с компенсационной коробкой, изменяют только добавочное сопротивление коробки R_d . Сила тока, потребляемого ею для термопреобразователей градуировки S (ПП), К (ХА), ХК, соответственно составляет 6,2; 42; 68 мА. Допустимое отклонение силы тока $\pm 2\%$. Погрешность компенсации не превышает 0,4 мВ на каждые 10 °С отклонения температуры свободных концов от 20 °С. Недостатками измерения термоэдс милливольтметрами являются зависимость

показаний от температуры окружающей среды и наличие вблизи прибора посторонних магнитных полей.

При проведении теплотехнических испытаний применяют переносные показывающие милливольтметры типа МПП-054, имеющие двойную шкалу, верхняя часть которой отградуирована в милливольттах, а нижняя в градусах Цельсия. Сопротивление милливольтметров МПП-054 500 Ом для приборов класса точности 0,5 и 300 Ом для приборов класса точности 1,0. Основная допустимая погрешность $\pm 5\%$. При отклонении температуры окружающего воздуха на каждые $\pm 10^\circ\text{C}$ от 20°C появляется дополнительная погрешность, равная $\pm 0,25\%$.

Потенциометры. При помощи милливольтметра по силе тока в цепи с постоянным сопротивлением осуществляют прямое измерение термоэдс преобразователя. Но существует компенсационный метод, позволяющий выполнять измерения с большей точностью. При этом методе измеряемая термоэдс E_t (рис. 2.11) сравнивается с падением напряжения U_{ab} на известном сопротивлении R в цепи с индивидуальным источником питания. Термоэдс и падение напряжения включены навстречу друг другу, и при равенстве их абсолютных значений в цепи наступает положение равновесия, определяемое при помощи высокочувствительного гальванометра. Основное достоинство этого метода состоит в том, что в момент измерения ток в цепи термопреобразователя равен нулю, а следовательно, сопротивление внешней цепи не влияет на точность измерений.

На рис. 2.12 показана принципиальная схема переносного потенциометра с постоянной силой тока в компенсационной цепи. Для точного установления в компенсационной цепи с источником питания B постоянной силы тока I используется нормальный элемент $НЭ$. Нормальный элемент — электрохимический источник

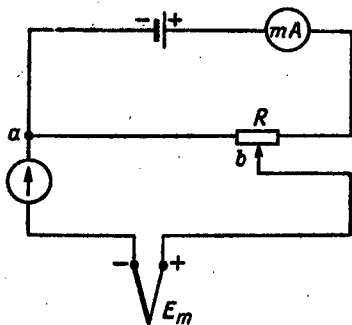


Рис. 2.11. Схема компенсационного измерения термоэдс.

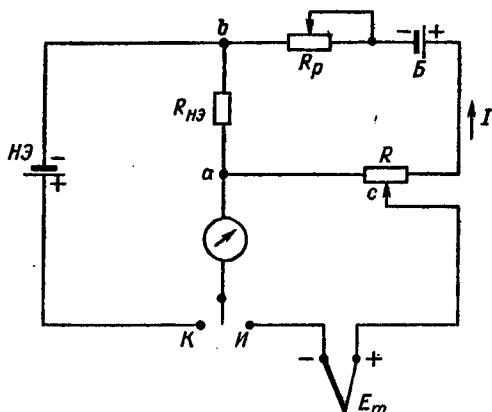


Рис. 2.12. Принципиальная схема переносного потенциометра с постоянной силой тока в компенсационной цепи.

постоянной эдс, имеющий очень малую мощность и применяемый в качестве эталона постоянной разности потенциалов. В схеме включением гальванометра в цепь нормального элемента $НЭ$ (ключ в положении K) напряжение $U_{НЭ}$ сравнивается с падением напряжения U_{ab} на сопротивлении $R_{НЭ}$ компенсационной цепи. При неравенстве этих напряжений стрелка гальванометра отклоняется. Следовательно, сила тока в компенсационной цепи отличается от рабочего значения. Сила тока I регулируется сопротивлением R_p до момента установления ее в цепи $НЭ$ на нуль. В этом случае сила тока I в компенсационной цепи достигает рабочего (стандартного) значения. После чего гальванометр подключают в цепь термопреобразователя (ключ в положении $И$). Изменив сопротивление R , устанавливают падение напряжения U_{ac} , компенсирующее термоэдс преобразователя E_T . Зная значение сопротивления R_{ac} и рабочей силы тока I , определяем термоэдс:

$$E_T = IR_{ac}; \quad (2.6)$$

$$I = E_{НЭ} / R_{НЭ} = K; \quad (2.7)$$

$$E_T = KR_{ac}. \quad (2.8)$$

Так как $K = \text{const}$, термоэдс определяется по сопротивлению R_{ac} .

Из-за падения напряжения в источнике постоянного тока B сила тока I в компенсационной цепи с течением времени становится меньше рабочего значения. Поэтому при выполнении измерений ее значение периодически контролируется. При отклонении силы тока от рабочего значения оно корректируется при помощи сопротивления R_p . За счет повышения точности установки рабочего значения I в компенсационной цепи, определяемой точностью эдс нормального элемента $\Delta E_{нэ} \leq 0,01 \%$ и сопротивления $\Delta R_{нэ} \leq 0,02 \%$, в рассматриваемой схеме (рис. 2.12) повышается точность измерений. Предельная погрешность потенциометров $0,05 \%$. Погрешность, вызываемая отклонением температуры свободных концов преобразователя термоэлектрического от градуировочных, остается той же, что и при измерениях термоэдс милливольтметром.

При проведении теплотехнических испытаний применяют переносные потенциометры типа ПП. Основным недостаток их — зависимость чувствительности прибора от сопротивления внешней цепи. При сопротивлении соединительных проводов 20, 50 и 100 Ом чувствительность потенциометра соответственно равна 0,02; 0,05; 0,1 мВ. При измерении температуры никельхром-никельалюминиевым (хромель-алюмелевым) преобразователем снижение чувствительности до 0,1 мВ вызовет погрешность измерения температуры около $2,5^\circ\text{C}$. Для измерения термоэдс термопреобразователя применяют также автоматические потенциометры типов КСП, ЭПП-09 и ПС1. Поверка технических преобразователей термоэлектрических регламентируется нормативными документами Госстандарта СССР.

2.2.2. Обработка результатов измерений

Действительное значение термоэдс в милливольтках, измеряемой переносным потенциометром, определяется по формуле

$$E = E_T \pm \Delta E_n \pm \Delta E_{с.к.}, \quad (2.9)$$

где E_T — значение термоэдс по прибору, мВ; ΔE_n — основная поправка потенциометра по аттестату, мВ; $\Delta E_{с.к.}$ — поправка на температуру свободных концов преобразователя, мВ, определяемая по градуировочным таблицам в зависимости от температуры свободных концов.

По действительному значению термоэдс с помощью градуировочных таблиц находят температуру измеряемой среды. Действи-

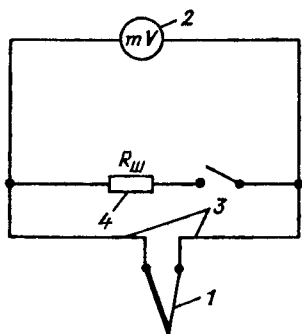


Рис. 2.13. Схема шунтового включения преобразователя термоэлектрического.

1 — преобразователь; 2 — милливольтметр; 3 — провода внешней цепи; 4 — шунт.

где t_b — температура воздуха (окружающей среды), °C; α_m — температурный коэффициент электрического сопротивления милливольтметра, °C⁻¹:

$$\alpha_m = \alpha_p (R_p / R_m) \quad (2.13)$$

(здесь α_p — температурный коэффициент рамки милливольтметра, равный для меди и алюминия $4,23 \cdot 10^{-3}$ °C⁻¹; R_p — сопротивление рамки милливольтметра, Ом).

Значения R_m , R_p считываются со шкалы прибора.

Контрольные милливольтметры отечественного производства имеют температурный коэффициент сопротивления, °C⁻¹,

$$\alpha_m = (1,1 \div 2) \cdot 10^{-3}.$$

Сопротивление внешней цепи при измерениях $R'_{вн}$ определяется при помощи милливольтметра по схеме шунтового включения (рис. 2.13), а вычислить его можно по формуле

$$1/R'_{вн} = \frac{1}{R_{ш} (E_1/E_2)} - \frac{1}{R_m}, \quad (2.14)$$

где $R_{ш}$ — сопротивление шунта, выбираемое равным предполагаемому сопротивлению внешней цепи, Ом; E_1 , E_2 — показания милливольтметра до и после включения шунта, мВ.

Действительная температура среды, измеряемая переносным милливольтметром, градуированным в градусах Цельсия, определяется по формуле

$$t = t_n + C (t'_{c.k} - t_{c.k}), \quad (2.15)$$

где t_n — показания милливольтметра, °C; $t'_{c.k}$, $t_{c.k}$ — температура свободных концов при градуировке и измерениях, °C; C — коэффициент кривизны характеристики термопреобразователя, определяемый по табл. 2.5.

тельное значение термоэДС, измеряемой милливольтметром, определяется по формуле

$$E = (E_t \pm \Delta E_n) K_n \pm \Delta E_{c.k.}, \quad (2.10)$$

где K_n — поправочный коэффициент, учитывающий изменение сопротивления милливольтметра и внешней цепи термопреобразователя от температуры окружающей среды:

$$K_n = R'_m + R'_{вн} / (R_m + R_{вн}), \quad (2.11)$$

здесь R_m и R'_m — сопротивления милливольтметра при градуировочной температуре 20 °C и температуре при измерениях; $R_{вн}$ и $R'_{вн}$ — сопротивления внешней цепи (термопреобразователя, термоэлектродных и соединительных проводов) при градуировке и измерениях.

$$R'_m = R_m [1 + \alpha_m (t_b - 20)], \quad (2.12)$$

Значение коэффициента C

Температура, °C	Преобразователь термоэлектрический		
	S (ПП)	K (ХА)	(ХК)
0—100	1,00	1,00	1,00
101—200	0,82	1,00	0,90
201—300	0,72	1,00	0,83
301—400	0,69	0,98	0,81
401—500	0,66	0,98	0,83
501—600	0,63	1,00	0,79
601—700	0,62	0,96	0,78
701—800	0,60	1,00	0,80
801—900	0,59	1,00	0,80
901—1000	0,56	1,00	—
1001—1100	0,55	1,07	—
1101—1200	0,53	1,11	—
1201—1300	0,53	—	—
1301—1400	0,52	—	—

Местонахождение свободных концов преобразователя определяется схемой соединения его с измерительным прибором. Температура свободных концов будет равна температуре на зажимах в головке термопреобразователя (для схемы с соединительными медными проводами) и температуре в точке соединения этих проводов между собой (для схемы с термоэлектродными и соединительными проводами).

Поправочный коэффициент K_n следует вводить только при точных измерениях. Если измерение приближенное, если сопротивление милливольтметра велико (400—500 Ом), а внешней цепи незначительно (1—20 Ом), при расчетах можно принимать $K_n = 1$.

2.3. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА И РАСЧЕТ ДИАФРАГМЫ

2.3.1. Измерение расхода

Измерение расхода в котельных имеет исключительно важное значение для рациональной и экономичной эксплуатации основного и вспомогательного технологического оборудования, учета выработанной и отпущенной теплоэнергии, а также расходуемого газового топлива. Основными единицами расхода в системе СИ являются: массового — килограмм на секунду (кг/с), объемного — кубический метр на секунду (м³/с). На практике применяют также внесистемные единицы: килограмм на час и кубический метр на час (кг/ч, м³/ч).

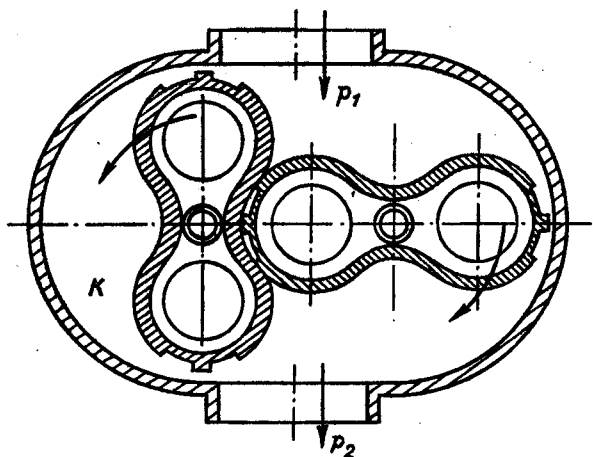


Рис. 2.14. Схема измерительного устройства ротационного счетчика расхода газа.

При измерении объемного расхода необходимо учитывать изменение объема в зависимости от давления и температуры. Для получения сопоставимых значений результаты измерений объемного расхода приводятся к нормальным условиям: $t_n = 20^\circ\text{C}$, $p_{\text{ном}} = 101\,325\text{ Па}$ (760 мм рт. ст.) и относительная влажность $\varphi = 0$.

Для измерения расхода вещества применяют счетчики, пневмометрические трубки и расходомеры.

Ротационные счетчики. Для измерения расхода газа при давлении до 1 кгс/см^2 применяют ротационные объемные газовые счетчики типа РГ (РГ-40, РГ-100, РГ-250, РГ-400, РГ-600 и РГ-1000) с номинальными расходами 40, 100, 250, 400, 600 и $1000\text{ м}^3/\text{ч}$ (рис. 2.14). Основные узлы газового счетчика: измерительная камера, два ротора с профилем в виде восьмерки, редуктор, счетный механизм и дифференциальный манометр.

Под действием разности давлений до и после измерительной камеры K и благодаря своей геометрической форме роторы вращаются. За один оборот роторов вытесняется объем газа, равный четырем объемам измерительной камеры. Через редуктор вращение роторов передается на счетный механизм, суммирующий расход газа, проходящего через счетчик.

Контроль за работой счетчиков осуществляется по дифференциальному манометру, измеряющему перепад

давления на входе в измерительную камеру и выходе из нее. Номинальный перепад давления — 30 кгс/м². В случае загрязнения счетчика перепад давления возрастает, что указывает на необходимость его ревизии и промывки. Снижение перепада давления может наблюдаться при увеличении зазора между корпусом и роторами счетчика. Основная относительная погрешность измерения газовыми счетчиками при температуре 20 ± 5 °С составляет 1,6 %. Нижний предел измерений — 10 % от номинального значения расхода.

Приведение показаний счетчика к нормальным условиям выполняется по формуле

$$V_n = V_p \frac{(\bar{p}_0 + \bar{p}_{вх}) T_n}{p_{ном} T_{вх}} = V_p \frac{(\bar{p}_0 + \bar{p}_{вх}) (273 + 20)}{760 (273 + t_{вх})} = \\ = V_p \cdot 0,3855 \frac{\bar{p}_0 + \bar{p}_{вх}}{273 + t_{вх}}, \quad (2.16)$$

где V_p — объем газа по показаниям счетчика, м³; $\bar{p}_0$ — среднее барометрическое давление, мм рт. ст.; $\bar{p}_{вх}$ и $t_{вх}$ — среднее избыточное давление, мм рт. ст., и температура, °С, газа на входе в счетчик.

При расходе газа, изменяющемся в большом диапазоне, рекомендуется устанавливать два счетчика с различными показателями номинального расхода.

Пневмометрические трубки. С помощью названных трубок измеряют статическое, полное и динамическое давление. Трубкой, установленной перпендикулярно к оси потока газа (заподлицо с внутренней стенкой трубопровода, газохода или воздуховода), меряют статическое давление потока; установленной против потока, вдоль его оси трубкой — полное давление; соединив обе трубки к дифференциальному манометру, — динамическое или скоростное давление, по которому в свою очередь можно определить скорость потока W , м/с, в месте измерения:

$$W = \sqrt{(2g/\rho) p_d} = 4,43 K_T \sqrt{p'_d/\rho}, \quad (2.17)$$

где K_T — коэффициент пневмометрической трубки; p_d и p'_d — соответственно действительное и видимое динамическое давление по показанию прибора, кгс/м²; ρ — плотность измеряемой среды, кг/м³.

Расход вещества V , м³/ч,

$$V = 3600 W (F - f), \quad (2.18)$$

где $\bar{W}$ — средняя скорость, м/с; F — площадь сечения воздуховода (трубопровода), м²; f — площадь сечения, занятая трубкой, м². Учитывается при $f > 0,03 F$.

Средняя скорость потока определяется в результате тарировки сечения; коэффициент пневмометрической трубки — в результате ее тарировки в аэродинамической трубе. К каждой трубке должна быть приложена тарировочная таблица изменения K_T .

При теплотехнических испытаниях пневмометрические трубки могут быть использованы при тарировке сечений газопроводов, а также при измерении расхода воздуха, поступающего на горелки.

Расходомеры. В зависимости от метода измерения различают расходомеры переменного и постоянного перепада давления (ротаметры). При теплотехнических испытаниях широко применяют расходомеры переменного перепада давления. Принцип их действия заключается в измерении перепада давления, создаваемого в сужающем устройстве при прохождении через него измеряемой среды и зависящего от скорости движения среды, т. е. от ее расхода.

Расходомер включает в себя сужающее устройство, дифференциальный манометр и импульсные трубки. Сужающие устройства в свою очередь разделяются на стандартные и нестандартные. Стандартные сужающие устройства рассчитываются, изготавливаются, устанавливаются и эксплуатируются в соответствии с требованиями РД 50—213—80. К этим устройствам относятся диафрагмы, сопла и сопла Вентури. При соблюдении условий $0,05 \leq m \leq 0,64$ и $50 \leq D \leq 1000$ мм чаще всего применяют диафрагмы с угловым способом отбора перепада давления, которые наиболее просты по форме (рис. 2.15).

Диафрагма представляет собой диск из нержавеющей стали с центральным отверстием. Основная характеристика ее — модуль, определяемый по формуле

$$m = (d/D)^2, \quad (2.19)$$

где d и D — диаметр отверстия диафрагмы и внутренний диаметр трубопровода, мм, при температуре измеряемой среды. Минимальный диаметр отверстия диафрагмы 12,5 мм.

На кромках отверстия не должно быть зазубрин и заусенцев. Входная кромка отверстия должна быть

Рис. 2.15. Камерная диафрагма.

1—2 — корпуса камер: 1 — плюсовой, 2 — минусовой;
3 — диск; 4 — прокладка.

острой. Можно считать, что это условие выполняется, если кромка не отражает луч света при визуальном осмотре.

Толщина диска диафрагмы не должна превышать $0,05 D_{20}$; минимальная толщина его определяется расчетом из условия механической прочности. Не-

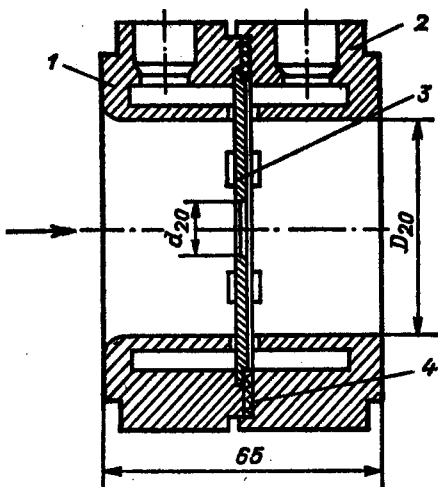
перпендикулярность входного торца диафрагмы к ее оси не должна превышать 1° . Смещение оси отверстия диафрагмы относительно оси трубопровода должно быть не более $0,0005 D_{20}/(0,1 + 2,3m^2)$.

Участок трубопровода, примыкающий к диафрагме не менее чем на $2D_{20}$, должен быть цилиндрическим, с внутренней поверхностью без неровностей и заметных уступов. Этот участок рекомендуется протачивать на станке.

Для того чтобы исключить искажения структуры потока перед диафрагмой и после нее, необходимо иметь прямые участки трубопровода заданной длины, определяемой из прил. 5 РД 50—213—80. На этих участках не должно быть местных сопротивлений (колен, задвижек, вентилях и т. д.).

Перепад давления, создаваемого диафрагмой, измеряют дифференциальными манометрами, которые по принципу действия подразделяются на поплавковые типа ДП, мембранные типа ДМ, сильфонные типа ДСП (показывающие) и ДСС (самопишущие). Класс точности дифманометров — 1 и 1,5. Верхний предел измерения дифманометров ДСС от $0,063$ до $1,6$ кгс/см²; дифманометров ДМ — от $0,016$ до $6,3$ кгс/см².

Соединительные линии, по которым перепад давления на диафрагме передается на дифманометр,



должны прокладываться по кратчайшему расстоянию вертикально или с уклоном к горизонтали не менее 1:10. Длина линий не должна превышать допустимой, указанной в руководстве по монтажу и эксплуатации прибора. Внутренний диаметр труб соединительных линий должен быть не менее 8 мм. Для обеспечения одинаковых условий работы обе соединительные трубки располагаются рядом и защищают от воздействия внешних источников тепла или холода. Прокладка соединительных линий должна исключать скопление в них воздушных пузырьков (при измерении расхода жидкости) и конденсата (при измерении расхода газа или пара). С этой целью на соединительных линиях рекомендуется устанавливать газосборники или отстойные сосуды.

При измерении расхода газа дифманометр рекомендуется устанавливать выше диафрагмы. В случае, когда есть необходимость в установке дифманометра ниже диафрагмы, в нижних точках соединительных линий предусматриваются отстойные сосуды. При горизонтальном расположении газопровода соединительные линии подключаются к верхней половине диафрагмы.

Для компенсации колебания уровня конденсата в соединительных линиях при измерении расхода пара применяют уравнительные сосуды, устанавливаемые в непосредственной близости от диафрагмы. Дифманометр при этом следует располагать ниже диафрагмы. При абсолютном давлении пара $P > 2$ кгс/см² допускается установка дифманометра выше диафрагмы.

При измерении расхода жидкости дифманометр следует размещать ниже сужающего устройства. Соединительные линии при этом на всем протяжении должны иметь уклон в одну сторону. Если же соблюсти односторонний уклон по местным условиям невозможно, в верхних точках отдельных участков линий необходимо поместить газосборники. В тех случаях, когда дифманометр установлен выше диафрагмы, в верхних точках линий также необходимо расположить газосборники. Соединительные линии при измерении расхода жидкости подключают к нижней половине диафрагмы. Перед дифманометром рекомендуется устанавливать отстойные сосуды.

2.3.2. Расчет диафрагмы

Различают прямой расчет диафрагмы и обратный. При прямом расчете определяют диаметр отверстия диафрагмы, при обратном — часовой расход вещества по данным измерений и по известному диаметру отверстия диафрагмы.

Ниже приведен порядок и пример прямого расчета диафрагмы для измерения расхода газа. Расчет диафрагм для измерения расхода пара или жидкости принципиального отличия не имеет.

Исходные данные для расчета диаметра отверстия диафрагмы

Вид измеряемой среды	Природный газ
Избыточное давление p_n , кгс/см ²	3
Температура измеряемой среды t , °C	5
Плотность среды $\rho_{ном}$, кг/м ³ , в нормальном состоянии при $t=20^\circ\text{C}$ и $p=1,0332$ кгс/см ² (или компонентный состав среды)	0,73
Влажность среды ϕ	0
Барометрическое давление p_b , мм рт. ст.	750
Максимальный расход среды, приведенный к нормальному состоянию $Q_{ном. max}$, м ³ /ч	2 500
Минимальный расход среды, приведенный к нормальному состоянию $Q_{ном. min}$, м ³ /ч	750
Внутренний диаметр трубопровода D_{20} , мм, при $t=20^\circ\text{C}$	150
Материал трубопровода	Сталь марки Ст20
Состояние внутренней поверхности и условия эксплуатации трубопровода	Трубы цельнотянутые, после нескольких лет эксплуатации, с абсолютной шероховатостью внутренних стенок 0,22 мм
Тип сужающего устройства	Диафрагма с угловым отбором перепада давления
Материал диафрагмы	Сталь марки IX18H9T
Тип дифманометра	ДМ

Определение параметров потока измеряемой среды

1. Выбираем верхний предел измерений дифманометра $Q_{ном. пр}$ м³/ч, приведенный к нормальному состоянию, по заданному максимальному измеряемому расходу $Q_{ном. max}$, чтобы стандартное значение, взятое из ГОСТ 18140—84 (СТ СЭВ 2566—80), было ближайшее большее по отношению к $Q_{ном. max}$ или равно ему:

$$Q_{ном. пр} = 2\,500.$$

2. Выбираем предельный номинальный перепад давления дифманометра ΔP_n , кгс/м², из ряда чисел, указанных в ГОСТ 18140—84 (0,04; 0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1 и 1,6 кгс/см²), являющийся номинальным перепадом давления при $Q_{ном.пр}$

$$\Delta P_n = 2\,500.$$

3. Определяем максимальный перепад давления $\Delta P_{пр}$, кгс/м², на диафрагме, к которой подключен дифманометр, без разделительных сосудов. Для дифманометров, заполненных ртутью, над которыми находится пар или газ плотностью, равной или меньшей 14 кг/м³, а также для сильфонных и мембранных дифманометров

$$\Delta P_{пр} = \Delta P_n = 2\,500. \quad (2.20)$$

4. Абсолютное давление газа в нормальном состоянии, кгс/см².

$$P_{ном} = 1,0332.$$

5. Абсолютная температура газа в нормальном состоянии, К,

$$T_{ном} = 293,15.$$

6. Абсолютная температура газа в рабочем состоянии, К,

$$T = 278,15.$$

7. Барометрическое давление, кгс/см²,

$$p_6 = 750 \cdot 13595 \cdot 10^{-4} = 1,0196, \quad (2.21)$$

где 13 595 — плотность ртути, кг/м³.

8. Абсолютное давление газа в рабочем состоянии, кгс/см²,

$$P = p_n + p_6 = 3 + 1,0196 = 4,0196. \quad (2.22)$$

9. Рассчитываем показатель адиабаты газа, зависящий от его свойств и параметров состояния — давления и температуры. Показатель адиабаты метана в диапазонах давлений от 0 до 80 кгс/см² и температур от -25 до $+80$ °С определяется с двумя значащими цифрами после запятой по формуле

$$\kappa = 1,29 + 0,704 \cdot 10^{-6} [2575 + (346,23 - T)^2] P. \quad (2.23)$$

По этой же формуле может быть рассчитан показатель адиабаты природного газа:

$$\kappa = 1,29 + 0,704 \cdot 10^{-6} [2575 + (346,23 - 278,15)^2] \cdot 4,0196 = 1,3104.$$

Значения показателя адиабаты для различных газов приведены в прил. 11—13 РД 50—213—80.

10. Рассчитываем комплексные коэффициенты приведения избыточного давления K_p и температуры K_T для смесей газов, не содержащих CO₂ и N₂, по следующим формулам:

$$K_p = \frac{26,1082}{26,831 - p_{ном}} = \frac{26,1082}{(26,831 - 0,73)} = 1,00028; \quad (2.24)$$

$$K_T = \frac{1,2864}{0,56364 + p_{ном}} = \frac{1,2864}{(0,56364 + 0,73)} = 0,9944. \quad (2.25)$$

Для смесей газов, содержащих CO_2 и N_2 ,

$$K_p = \frac{156,47}{5,993 (26,831 - \rho_{\text{ном}}) + (N_{\text{CO}_2} - 0,392 N_{\text{N}_2})}; \quad (2.26)$$

$$K_T = \frac{226,29}{175,91 (0,56364 + \rho_{\text{ном}}) - (N_{\text{CO}_2} + 1,681 N_{\text{N}_2})}, \quad (2.27)$$

где N_{CO_2} и N_{N_2} — молярные концентрации, мол. %, CO_2 и N_2 .

Значения K_p и K_T для смесей газов, не содержащих CO_2 и N_2 , приведены в прил. 18 РД 50—213—80, допускающем интерполяцию.

11. Определяем псевдоприведенное избыточное давление $P_{\text{и.п.}}$, кгс/см², и температуру t , °С, для природных газов по формулам

$$P_{\text{и.п.}} = p_n K_p = 3 \cdot 1,00028 = 3,00084; \quad (2.28)$$

$$t = T K_T - 273,15 = 278,15 \cdot 0,9944 - 273,15 = 3,4424. \quad (2.29)$$

12. Вычисляем коэффициент сжимаемости газов K , учитывая отклонение свойств реальных газов и их смесей от свойств идеальных газов. Коэффициенты сжимаемости некоторых газов в зависимости от температуры и давления могут быть определены по альбому графиков Правил 28—64, рис. А10.

Коэффициент сжимаемости смесей природных газов плотностью $\rho_{\text{ном}} = 0,55 \div 0,90$ кг/м³ определяют по прил. 17 РД 50—213—80 в зависимости от псевдоприведенного избыточного давления $P_{\text{и.п.}}$, псевдоприведенной температуры $T_{\text{п.}}$:

$$K = 0,99201.$$

13. Определяем псевдокритические параметры газа. В случае, когда для смесей природных газов, не содержащих CO_2 и N_2 , известна плотность при нормальных условиях, псевдокритические давление $P_{\text{пк}}$, кгс/см², и температуру $T_{\text{пк}}$, определяют по прил. 15 РД 50—213—80:

$$P_{\text{пк}} = 47,17;$$

$$T_{\text{пк}} = 200,82.$$

Псевдокритические параметры $P_{\text{пк}}$ и $T_{\text{пк}}$ смесей природных газов, содержащих CO_2 и N_2 , рассчитываются по формулам

$$P_{\text{пк}} = 30,168 [0,05993 (26,831 - \rho_{\text{ном}}) + (N_{\text{CO}_2} - 0,392 N_{\text{N}_2})]; \quad (2.30)$$

$$T_{\text{пк}} = 88,25 [1,7591 (0,56364 + \rho_{\text{ном}}) - (N_{\text{CO}_2} + 1,681 N_{\text{N}_2})], \quad (2.31)$$

где N_{CO_2} и N_{N_2} — молярные концентрации CO_2 и N_2 в долях единицы.

14. Рассчитываем приведенные давление $P_{\text{пр}}$ и температуру $T_{\text{пр}}$:

$$P_{\text{пр}} = P / P_{\text{пк}} = 4,0196 / 47,17 = 0,08521; \quad (2.32)$$

$$T_{\text{пр}} = T / T_{\text{пк}} = 278,15 / 200,82 = 1,3851. \quad (2.33)$$

15. Определяем динамическую вязкость газов, зависящую от свойств и параметров состояния — давления и температуры. С увеличением температуры и давления вязкость газов возрастает, причем температура оказывает преобладающее влияние. Динамическую вязкость газов при нормальном давлении $\rho_{\text{ном}}$ в зависимости от температуры найдем по прил. 19 РД 50—213—80.

В случае, когда плотность смеси природных газов при нормальных условиях известна, динамическую вязкость ее при рабочих условиях μ , (кгс·с)/м², рассчитывают по формуле

$$\begin{aligned} \mu &= 0,5173 \cdot 10^{-6} [1 + \rho_{\text{ном}} (1,104 - 0,25\rho_{\text{ном}})] \times \\ &\times [T_{\text{пр}} (1 - 0,1038T_{\text{пр}}) + 0,037] [1 + P_{\text{пр}}^2 / [30 (T_{\text{пр}} - 1)]] = \\ &= 0,5173 \cdot 10^{-6} [1 + 0,73 (1,104 - 0,25 \cdot 0,73)] \times \\ &\times [1,3851 (1 - 0,1038 \cdot 1,3851) + 0,037] \times \\ &\times [1 + 0,08521^2 / [30 (1,3851 - 1)]] = 1,06 \cdot 10^{-6}. \end{aligned} \quad (2.34)$$

16. Определяем число Рейнольдса, являющееся безразмерным критерием гидродинамического подобия потоков и представляющее собой отношение сил инерции к силам вязкости потока. Число Рейнольдса Re для трубопроводов диаметром D при известном расходе сухого газа в нормальном состоянии можно рассчитать по формуле

$$Re = 0,0361 Q_{\text{ном}} \rho_{\text{ном}} / (D\mu), \quad (2.35)$$

где D — внутренний диаметр трубопровода, мм, при температуре t :

$$D = D_{20} [1 + \beta'_l (t - 20)] = D_{20} K'_l. \quad (2.36)$$

Здесь β'_l — средний коэффициент линейного теплового расширения материала трубопровода в интервале температур от 20 °С до t , °С⁻¹; K'_l — поправочный множитель на тепловое расширение материала трубопровода, который может быть определен из альбома графиков к Правилам 28—64 в зависимости от материала трубопровода и рабочей температуры. Для стали в диапазоне температур от -20 до +50 °С можно принимать $K'_l = 1$.

$$D = 150 \cdot 1,0 = 150.$$

Минимальное число Рейнольдса

$$\begin{aligned} Re_{\text{min}} &= 0,0361 Q_{\text{ном. min}} \rho_{\text{ном}} / (D\mu) = 0,0361 \times \\ &\times 750 \cdot 0,73 / (150 \cdot 1,06 \cdot 10^{-6}) = 1,24 \cdot 10^5. \end{aligned} \quad (2.37)$$

Максимальное число Рейнольдса

$$\begin{aligned} Re_{\text{max}} &= 0,0361 Q_{\text{ном. max}} \rho_{\text{ном}} / (D\mu) = 0,0361 \times \\ &\times 250 \cdot 0,73 / (150 \cdot 1,06 \cdot 10^{-6}) = 4,14 \cdot 10^5. \end{aligned} \quad (2.38)$$

17. Показатель адиабаты природного газа

$$\begin{aligned} \kappa &= 1,29 + 0,704 \cdot 10^{-6} [2575 + (346,23 - T)^2] P = 1,29 + 0,704 \cdot 10^{-6} \times \\ &\times [2575 + (346,23 - 278,15)^2] \cdot 4,0196 = 1,3104. \end{aligned}$$

Определение диаметра отверстия диафрагмы

1. Рассчитываем вспомогательную величину C_r при измерении расхода сухого газа

$$C_r = \frac{Q_{\text{ном. пр}}}{0,2109 D^2} \sqrt{\frac{\rho_{\text{ном}} T K}{P}} = \frac{2500}{0,2109 \cdot 150^2} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{0,73 \cdot 278,15 \cdot 0,992}{4,0196}} = 3,7295. \quad (2.39)$$

2. Находим по вычисленному значению C_r , округленному до трех значащих цифр, и величине ΔP_k по номограмме прил. 32 РД 50—213—80 приближенное значение модуля диафрагмы

$$m_1 = 0,123.$$

3. Проверяем выполнение условия $[Re_{\min}] < Re_{\min}$:

$$[Re_{\min}] = 5 \cdot 10^3 \quad \text{для} \quad 0,05 \leq m \leq 0,20;$$

$$[Re_{\min}] = 10^4 \quad \text{для} \quad 0,20 \leq m \leq 0,59;$$

$$[Re_{\min}] = 2 \cdot 10^4 \quad \text{для} \quad 0,59 \leq m \leq 0,64.$$

Для $m_1 = 0,123$ $[Re_{\min}] = 5 \cdot 10^3 < Re_{\min} = 1,24 \cdot 10^5$.

Следовательно, расчет может быть продолжен.

4. Определяем коэффициент расширения газа для максимального перепада давления ΔP_{np} на диафрагме:

$$\epsilon = 1 - (0,41 + 0,35m_1^2) [\Delta P_{np}/(P_k)] =$$

$$= 1 - (0,41 + 0,35 \cdot 0,123^2) 0,25/(4,0196 \cdot 1,3104) = 0,9803. \quad (2.40)$$

5. Вычисляем с четырьмя значащими цифрами вспомогательную величину

$$m\alpha = C_r / (\epsilon_1 \sqrt{\Delta P_{np}}) = 3,7295 / (0,9803 \sqrt{2500}) = 0,0761. \quad (2.41)$$

6. Находим по значению $m\alpha$ из альбома графиков Правил 28—64, рис. А8 уточненное значение

$$m_2 = 0,1245.$$

7. Уточняем коэффициент расширения газа по значению m_2 :

$$\epsilon_2 = 1 - (0,41 + 0,35m_2^2) [\Delta P_{np}/(P_k)] =$$

$$= 1 - (0,41 + 0,35 \cdot 0,1245^2) [0,25/(4,0196 \cdot 1,3104)] = 0,9803.$$

8. Рассчитываем коэффициент расхода α для диафрагм при угловом способе отбора перепада давления; острой входной кромке диафрагмы; трубопроводе с относительной шероховатостью, удовлетворяющей неравенству

$$(K/D) \cdot 10^4 \leq 25 \quad \text{для} \quad m \leq 0,09; \quad (2.42)$$

$$(K/D) \cdot 10^4 \leq 2375m - 1817,5\sqrt{m} + 356,5$$

$$\text{для} \quad 0,09 \leq m \leq 0,13; \quad (2.43)$$

$$(K/D) \cdot 10^4 \leq 3,9 + 10^3 \exp(-14,2\sqrt{m}) \quad \text{для} \quad m > 0,13. \quad (2.44)$$

Коэффициент расхода определяют по формуле

$$\alpha'_1 = \frac{1}{\sqrt{1 - m_2^2}} \left[0,5959 + 0,0312m_2^{1,05} - 0,1840m_2^4 + \right. \\ \left. + 0,0029m_2^{1,25} \left(\frac{10^6}{Re} \right)^{0,75} \right] \quad (2.45)$$

где число Re вычисляют по верхнему пределу измерений дифманометра $Q_{ном. пр}$ [см. формулу (2.38)].

Значения K , мм, для различных состояний внутренних поверхностей труб и условий их эксплуатации приведены в табл. 4 РД 50—213—80, в том числе: для газопроводов после 1 года эксплуатации 0,12, нескольких лет эксплуатации 0,22; в различных условиях (трубы корродированные или с небольшими отложениями на их внутренней поверхности) 1,0.

Относительная шероховатость равна

$$(K/D) \cdot 10^4 = (0,22/150) \cdot 10^4 = 14,66.$$

Допустимая верхняя граница относительной шероховатости для $m_2 = 0,1245$

$$2375 \cdot 0,1245 - 1817,5 \sqrt{0,1245} + 356,5 = 12,34.$$

Так как $(K/D) \cdot 10^4 = 14,66$ больше 12,34, то коэффициент расхода диафрагмы определяют с учетом поправки на шероховатость внутренних стенок газопровода по формуле

$$\alpha_1 = \alpha'_1 K_{ш1}, \quad (2.46)$$

где $K_{ш1}$ — поправочный множитель на шероховатость трубопровода:

$$K_{ш1} = am_2 + b. \quad (2.47)$$

Здесь

$$a = (C - 0,3) (-1,066C^2 + 0,36C - 0,13) \text{ при } C \leq 0,3; \quad (2.48)$$

$$a = 0 \text{ при } C > 0,3;$$

и

$$b = 1 + (C - 0,3) (-0,08C^2 + 0,024C - 0,0046) \text{ при } C \leq 0,3; \quad (2.49)$$

$$b = 1 \text{ при } C > 0,3;$$

$$C = D/10^3 = 150/10^3 = 0,15.$$

Коэффициент a

$$a = (0,15 - 0,3) [-1,066 \cdot 0,15^2 + 0,36 \cdot 0,15 - 0,13] = 0,015.$$

Коэффициент b

$$b = 1 + (0,15 - 0,3) (-0,08 \cdot 0,15^2 + 0,024 \cdot 0,15 - 0,0046) = 1,00042.$$

Поправка на шероховатость по формуле (2.47)

$$K_{ш1} = 0,015 \cdot 0,1245 + 1,00042 = 1,00229.$$

Коэффициент расхода диафрагм с диаметром отверстия не более 125 мм, с угловым способом отбора перепада давления, устанавливаемых в трубопроводах с относительной шероховатостью K/D , превышающей допустимую верхнюю границу относительной шероховатости, рассчитанную по вышеуказанным формулам, определяется по формуле

$$\alpha_1 = \alpha'_1 K_{ш1} K_{п1}, \quad (2.50)$$

где $K_{п1}$ — поправочный множитель на притупление входной кромки диафрагмы, определяемый по формуле

$$K_{п1} = a + b \exp [-n (m_2 - 0,05)]. \quad (2.51)$$

Здесь

$$a = 1 + 0,011 \exp [-55,2 (C - 0,05)^{1,3}]; \quad (2.52)$$

$$b = 0,0020 + 0,2558C - 1,68C^2 + 2,867C^3; \quad (2.53)$$

$$n = 4,25 + 142,94 (C - 0,05)^{1,92}; \quad (2.54)$$

$$C = D/10^3 = 150/10^3 = 0,15.$$

Так как $d \approx 150 \sqrt{0,1245} = 52$ мм меньше 125 мм, то коэффициент расхода диафрагмы определяют с учетом поправки на притупление входной кромки диафрагмы.

Расчет поправки
на притупление входной кромки K_{n1}

Коэффициент n

$$n = 4,25 + 142,94 (0,15 - 0,05)^{1,92} = 5,9685.$$

Коэффициент b

$$b = 0,0020 + 0,2558 \cdot 0,15 - 1,68 \cdot 0,15^2 + 2,867 \cdot 0,15^3 = 0,012246.$$

Коэффициент a

$$a = 1 + 0,011 \exp [-55,2 (0,15 - 0,05)^{1,3}] = 1,00069.$$

Поправка на притупление входной кромки по формуле (2.51)

$$K_{n1} = 1,00069 + 0,012246 \exp [-5,9685 (0,1245 - 0,05)] = 1,008543.$$

Коэффициент расхода диафрагмы по формулам (2.45) и (2.50)

$$\alpha_1 = \frac{1}{\sqrt{1 - 0,1245^2}} \left[0,5959 + 0,0312 \cdot 0,1245^{1,05} - 0,1840 \times \right. \\ \left. \times 0,1245^4 + 0,0029 \times 0,1245^{1,25} \left(\frac{10^6}{0,414 \cdot 10^6} \right)^{0,76} \right] \times \\ \times (1,00229 \cdot 1,008543) = 0,61107.$$

9. Определяем диаметр отверстия диафрагмы, мм

$$d_{20} = \frac{D}{K_t} \sqrt{m_2} = \frac{150}{1} \sqrt{0,1245} = 52,93, \quad (2.56)$$

где K_t — поправочный множитель на тепловое расширение материала диафрагмы. Для стали в диапазоне температур от -20 до $+50^\circ\text{C}$ можно принимать $K_t = 1$.

10. Проверяем правильность расчета. При найденных значениях m_2 , d_{20} и α_1 вычисляем расход, $\text{м}^3/\text{ч}$, соответствующий максимальному перепаду давления $\Delta P_{\text{пр}}$ (для сухих газов):

$$Q'_{\text{ном. пр}} = 0,2109 \alpha_1 \xi_2 K_t^2 d_{20}^2 \sqrt{\Delta P_{\text{пр}} P / (\rho_{\text{ном}} T K)} = \\ = 0,2109 \cdot 0,61107 \cdot 0,9803 \cdot 1^2 \cdot 52,93^2 \times \\ \times \sqrt{2500 \cdot 4,0196 / (0,73 \cdot 278,15 \cdot 0,99201)} = 2499,88. \quad (2.57)$$

Отклонение $Q'_{\text{ном. пр}}$ от заданного значения, %, должно быть меньше допустимого, равного $\pm 0,2\%$:

$$\delta Q = \frac{Q_{\text{ном. пр}} - Q'_{\text{ном. пр}}}{Q_{\text{ном. пр}}} \cdot 100 = \frac{2500 - 2499,88}{2500} \cdot 100 = \\ = 0,0048 (< 0,2). \quad (2.58)$$

Следовательно, расчет выполнен правильно.

Если $\delta Q \geq 0,2\%$, принимают уточненное значение m_3 :

$$m_3 = m_2 Q'_{\text{ном. пр.}} / Q_{\text{ном. пр.}} \quad (2.59)$$

Уточняют значения $\xi_3 = f(m_3)$, $\alpha_2 = f(m_3)$, $d_{20} = f(m_3)$.

Рассчитывают значение $Q'_{\text{ном. пр.}}$ и δQ .

Значения m , ξ , α , d_{20} , соответствующие $\delta Q < 0,2\%$, считают окончательными.

Примечание. В расчетах k/d , K_n необходимо вычислять $\exp a$. Так как в практике теплотехнических испытаний подобные вычисления приходится делать сравнительно редко, ниже приводим краткое пояснение к выполнению указанной математической операции:

$$\exp a = e^a;$$

$$\lg(e^a) = a \lg e;$$

$$\lg e = \lg 2,71828 = 0,4343;$$

$$\lg(e^a) = a \cdot 0,4343;$$

$$e^a = 10^{0,4343a}, \text{ т. е. } \exp a = 10^{0,4343a}.$$

Расчет погрешности измерения расхода

Расход газа связан функциональной зависимостью с тремя категориями параметров, определяемых: 1) в результате прямого однократного измерения; 2) расчетным методом и 3) экспериментально. В результате измерения истинное значение расхода остается неизвестным, а его значение высчитывается с определенной степенью точности. Результирующая погрешность измерения расхода образуется из отдельных составляющих, которые суммируются по определенным правилам.

При оценке погрешности измерения расхода принимают $\delta = 2\sigma$, где δ — предельная относительная погрешность результата измерения, %; σ — средняя квадратическая относительная погрешность, результата измерения, %.

Исходные данные для расчета погрешности измерения расхода

$$D = 150 \text{ мм}$$

$$m = 0,1245$$

$$\alpha = 0,61107$$

$$F_n = 2500 \text{ кгс/м}^2$$

$$Q_{\text{ном. мин}} = 750 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$t = 5^\circ\text{C}$$

$$P_{\text{пр. ш}} = 6 \text{ кгс/см}^2$$

$$P = 4,0196 \text{ кгс/см}^2$$

$$P_n = 3,0 \text{ кгс/см}^2$$

$$\kappa = 1,3104$$

$$\mu = 1,06 \cdot 10^{-6} \text{ (кгс} \cdot \text{с)/м}^2$$

$$\rho_{\text{ном.}} = 0,73 \text{ кг/м}^3$$

$$\sigma_x = \pm 4\%$$

$$\delta_{\text{п. н}} = \pm 0,2\%$$

$$\Delta\tau \sqrt{\Delta P} = 5\%$$

$$S \sqrt{\Delta P} = 1,5$$

$$\Delta p_s = 1,3595 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/см}^2$$

$$\sigma_\mu = 5\%$$

$$S_{p_n} = 1$$

$$\Delta\tau_{p_n} = 3\%$$

$$N_t = 100^\circ\text{C}$$

$$\sigma_K = 0,25\%$$

$$S_t = 1,5$$

$$\Delta\tau_t = 3$$

1. Среднюю квадратическую относительную погрешность измерения расхода определяем по формуле

$$\sigma_{Q_{\text{ном}}} = [\sigma_a^2 + \sigma_i^2 + \sigma_{K_{\text{Re}}}^2 + \sigma_{\sqrt{\Delta P}}^2 + 0,25 \times (\sigma_{\rho_{\text{ном}}}^2 + \sigma_p^2 + \sigma_T^2 + \sigma_K^2)]^{0,5}. \quad (2.60)$$

Если погрешность расходомера будет дана от перепада давления, то в указанной формуле $\sigma_{\sqrt{\Delta P}}$ необходимо заменить на $0,25 \sigma_{\Delta P}^2$.

2. Средняя квадратическая относительная погрешность коэффициента расхода диафрагмы с угловым способом отбора ΔP при определении α_y по формуле (2.45)

$$\sigma'_{\alpha_y} = (0,3^2 + \sigma_{\alpha_d}^2 + \sigma_{\alpha_D}^2)^{0,5} \text{ для } 0,05 \leq m \leq 0,36; \quad (2.61)$$

$$\sigma'_{\alpha_y} = [(0,5 \sqrt{m})^2 + \sigma_{\alpha_d}^2 + \sigma_{\alpha_D}^2]^{0,5} \text{ для } 0,36 \leq m \leq 0,64. \quad (2.62)$$

При определении α_y по формуле (2.50)

$$\sigma_{\alpha_y} = (\sigma_{\alpha_y}'^2 + \sigma_{K_m}^2 + \sigma_{K_n}^2)^{0,5}, \quad (2.63)$$

где

$$\sigma_{K_m} = 1,67m + (0,081 - t) (66,3t^2 - 33,7t + 6,9); \quad (2.64)$$

$$\sigma_{K_n} = -0,833m + 16,7t^2 - 7,5t + 1,17. \quad (2.65)$$

При $t > 0,2$

$$\sigma_{K_t} = (10t - 3) (0,833m - 0,338); \quad (2.66)$$

$$t = D/10^3. \quad (2.67)$$

При получении отрицательных значений σ_{K_m} , σ_{K_n} или при $D > 300$ мм следует принимать $\sigma_{K_m} = 0$ или $\sigma_{K_n} = 0$.

Погрешности

$$\sigma_{\alpha_d} = 2\sigma_d \left(1 + \frac{m^2}{\alpha}\right) \quad (2.68)$$

и

$$\sigma_{\alpha_D} = 2\sigma_D (m^2/\alpha) \quad (2.69)$$

возникают из-за допустимых отклонений диаметров d и D .

σ_d для диафрагм равно 0,025 при $m \geq 0,4$ и 0,05 при $m < 0,4$; $\sigma_D = 0,15$.

Погрешность коэффициента расхода σ_{α_d} , %, из-за допустимых отклонений диаметра d по формуле (2.68)

$$\sigma_{\alpha_d} = 2 \cdot 0,05 (1 + 0,1245^2/0,61107) = 0,102.$$

Погрешность коэффициента расхода σ_{α_D} , %, из-за допустимых отклонений диаметра D по формуле (2.69)

$$\sigma_{\alpha_D} = 2 \cdot 0,15 (0,1245^2/0,61107) = 0,0025.$$

Погрешность коэффициента расхода σ_{α_y} , %, для $m = 0,1245$ по формуле (2.61)

$$\sigma'_{\alpha_y} = [0,3^2 + 0,102^2 + 0,0025^2]^{0,5} = 0,32.$$

Погрешность коэффициента расхода на шероховатость σ_{K_m} %, по формуле (2.64)

$$\sigma_{K_m} = 1,67 \cdot 0,1245 + (0,081 - 0,15) (66,3 \cdot 0,15^2 - 33,7 \times \\ \times 0,15 + 6,9) = -0,022,$$

где $t = 150/10^3 = 0,15$.

Так как $\sigma_{K_m} < 0$, принимаем $\sigma_{K_m} = 0$.

Погрешность коэффициента расхода на притупление входной кромки диафрагмы σ_{K_n} %, по формуле (2.65)

$$\sigma_{K_n} = -0,833 \cdot 0,1245 + 16,7 \cdot 0,15^2 - 7,5 \cdot 0,15 + 1,17 = 0,32.$$

Погрешность коэффициента расхода σ_{α} %, по формуле (2.63)

$$\sigma_{\alpha} = [0,32^2 + 0,32^2]^{0,5} = 0,45.$$

3. На смещение оси отверстия диафрагмы относительно оси трубопровода e вводится дополнительная погрешность $\delta_{\alpha_e} = 0,3$ % или $\sigma_{\alpha_e} = 0,15$ %, которая арифметически прибавляется к погрешности коэффициента расхода σ_{α} .

4. На наличие уступа h от состыкованных труб внутри прямого участка трубопровода перед диафрагмой вводится дополнительная погрешность $\delta_{\alpha_h} = 0,2$ % или $\sigma_{\alpha_h} = 0,1$ %, которая также арифметически прибавляется к погрешности коэффициента расхода.

Погрешность коэффициента расхода, %, с учетом σ_{α_e} и σ_{α_h}

$$\sigma_{\alpha} = 0,45 + 0,15 + 0,1 = 0,7.$$

5. При сокращении минимальной длины прямых участков трубопровода после различных местных сопротивлений до ближайшей торцевой поверхности диафрагмы возникают дополнительные погрешности δ_{α_L} , значения которых представлены в прил. 5 РД 50—213—80 и арифметически прибавляются к погрешности коэффициента расхода. При использовании таблиц прил. 5 допустима линейная интерполяция.

6. Средняя квадратическая относительная погрешность дифманометров:

показывающих

— с классом точности по перепаду давления

$$\sigma_{\Delta P} = 0,5 \Delta P_{пр} S_{\Delta P} / \Delta P, \quad (2.70)$$

где $S_{\Delta P}$ — класс точности прибора;

— с классом точности по расходу

$$\sigma_{\sqrt{\Delta P}} = 0,5 Q_{ном. пр} S_{\sqrt{\Delta P}} / Q, \quad (2.71)$$

где Q — расход в рабочей точке шкалы дифманометра (принимается $Q = Q_{ном. мин}$); $S_{\sqrt{\Delta P}}$ — класс точности прибора;

регистрирующих

$$\sigma_{\sqrt{\Delta P}}^2 = 0,25 \left(\frac{Q_{ном. пр} S_{\sqrt{\Delta P}}}{Q} \right)^2 + \\ + 0,25 \delta_{п. к}^2 + 0,0012 \Delta \tau_{\sqrt{\Delta P}}^2; \quad (2.72)$$

$$\sigma_{\sqrt{\Delta P}}^2 = 0,25 \left(\frac{Q_{ном. пр} S_{\sqrt{\Delta P}}}{Q} \right)^2 + \\ + 0,25 \delta_{п. н}^2 + 0,0012 \Delta \tau_{\sqrt{\Delta P}}^2; \quad (2.73)$$

$$\sigma_{\Delta P}^2 = 0,25 \left(\frac{\Delta P_{np}}{\Delta P} S_{\Delta P} \right)^2 + 0,25 \delta_{n.k}^2 + 0,0012 \Delta \tau_{\Delta P}^2, \quad (2.74)$$

где $\delta_{n.k}$ и $\delta_{n.n}$ — приведенные погрешности корневого и пропорционального планиметров: $\delta_{n.k} = \pm 0,3\%$ для диапазона шкалы диаграмм от 0 до 33 %, $\delta_{n.k} = \pm 0,2\%$ для диапазона шкалы от 33 до 100 %; $\Delta \tau_{\Delta P}$ и $\Delta \tau_{\Delta P}$ — абсолютные погрешности хода диаграммы дифманометров с классом точности по расходу и по перепаду давления (берутся из паспорта прибора).

Погрешность дифманометра регистрирующего с классом точности по расходу и с обработкой диаграмм пропорциональным планиметром, %, по формуле (2.73)

$$\sigma_{\sqrt{\Delta P}}^2 = 0,25 \left(\frac{2500}{750} \cdot 1,5 \right)^2 + 0,25 \cdot 0,2^2 + 0,0012 \cdot 5^2 = 6,29;$$

$$\sigma_{\sqrt{\Delta P}} = 2,51.$$

7. Средняя квадратическая относительная погрешность измерения давления и температуры:

- а) для показывающих манометров и термометров
— погрешность измерения избыточного давления

$$\sigma_{p_n} = 0,5 \frac{P_{np.w}}{p_n} S_{p_n}; \quad (2.75)$$

- погрешность измерения температуры

$$\sigma_T = 0,5 \frac{N_t}{273,15 + t} S_t, \quad (2.76)$$

где $P_{np.w}$ — значение верхнего предела шкалы измерений манометра; N_t — диапазон шкалы измерений термометра; S_{p_n} и S_t — классы точности манометра и термометра;

- погрешность измерения абсолютного давления

$$\sigma_p = \left[\sigma_{p_0}^2 + \left(\sigma_{p_n} \frac{p_n}{p} \right)^2 \right]^{0,5}; \quad (2.77)$$

- погрешность измерения барометрического давления

$$\sigma_{p_0} = 50 \Delta p_0 / P, \quad (2.78)$$

где Δp_0 — максимальная абсолютная погрешность измерения барометрического давления: $\Delta p_0 = 1$ мм рт. ст. $= 1,3595 \cdot 10^{-3}$ кгс/см²;

- б) для регистрирующих манометров и термометров
— погрешность измерения избыточного давления

$$\sigma_{p_n}^2 = 0,25 \left(\frac{P_{np.w}}{p_n} S_{p_n} \right)^2 + 0,25 \delta_{n.n}^2 + 0,0012 \Delta \tau_{p_n}^2; \quad (2.79)$$

- погрешность измерения абсолютного давления

$$\sigma_p^2 = 0,25 \left(\frac{100 \Delta p_0}{P} \right)^2 + 0,25 \left(\frac{P_{np.w}}{p_n} S_{p_n} \right)^2 +$$

$$+ 0,25 \delta_{n.n}^2 + 0,0012 \Delta \tau_{p_n}^2; \quad (2.80)$$

- погрешность измерения температуры

$$\sigma_T^2 = 0,25 \left(\frac{N_t}{273,15 + t} S_t \right)^2 + 0,25 \delta_{n.n}^2 + 0,0012 \Delta \tau_t^2, \quad (2.81)$$

где $\Delta \tau_p$ и $\Delta \tau_t$ — абсолютные погрешности хода диаграммы манометра и термометра (берутся из паспорта приборов).

Погрешность измерения абсолютного давления регистрирующим прибором, %, по формуле (2.80)

$$\sigma_p^2 = 0,25 \left(\frac{100 \cdot 1,3595 \cdot 10^{-3}}{4,0196} \right)^2 + 0,25 \left(\frac{6}{3} \cdot 1 \right)^2 + 0,25 \cdot 0,2^2 + 0,0012 \cdot 3^2 = 1,021.$$

Погрешность измерения температуры регистрирующим прибором, %, по формуле (2.81)

$$\sigma_T^2 = 0,25 \left(\frac{273,15 + 100}{273,15 + 5} \cdot 1,5 \right)^2 + 0,25 \cdot 0,2^2 + 0,0012 \cdot 3^2 = 1,03;$$

$$\sigma_T = 1,01.$$

8. Средняя квадратическая относительная погрешность коэффициента расширения для диафрагм с угловым способом отбора ΔP

$$\sigma_\xi = \frac{1 - \xi}{\xi} (\sigma_x^2 + \sigma_{\Delta P}^2 + \sigma_p^2)^{0,5} + \sigma_0, \quad (2.82)$$

где σ_x — погрешность определения показателя адиабаты газа; для метана (природного газа) $\delta_x = \pm 8 \%$ или $\sigma_x = \pm 4 \%$;

$$\sigma_{\Delta P} = \frac{1}{0,25} \sigma_{\sqrt{\Delta P}}; \quad (2.83)$$

$$\sigma_0 = 2\Delta P/P \text{ для } m \leq 0,56; \quad (2.84)$$

$$\sigma_0 = 4\Delta P/P \text{ для } 0,56 < m \leq 0,64. \quad (2.85)$$

При определении σ_0 принимаем $\Delta P = \Delta P_{\min}$, кгс/м²:

$$\Delta P_{\min} = \Delta P_n (Q_{\text{ном. мин}}/Q_{\text{ном. пр}})^2 = 2\,500 (750/2\,500)^2 = 225.$$

Погрешность σ_0 , %, для $m = 0,1245$ по формуле (2.84)

$$\sigma_0 = 2 \frac{225 \cdot 10^{-4}}{4,0196} = 0,011.$$

Коэффициент расширения при $\Delta P_{\min} = 225$ кгс/м²

$$\xi = 1 - (0,41 + 0,35 \cdot 0,1245^2) \frac{225}{4,0196 \cdot 10^4 \cdot 1,3104} = 0,99823.$$

Погрешность определения коэффициента расширения, %, по формуле (2.82)

$$\sigma_\xi = \frac{1 - 0,99823}{0,99823} \left[4^2 + \frac{1}{0,25} 6,29 + 1,021 \right]^{0,5} + 0,011 = 0,023.$$

9. Средняя квадратическая относительная погрешность коэффициента коррекции расхода на число Рейнольдса

$$\sigma_{K_{\text{Re}}} = (1 - K_{\text{Re}}) \sigma_\mu, \quad (2.86)$$

где σ_μ — погрешность определения вязкости среды ($\sigma_\mu = 5,0 \%$); K_{Re} — коэффициент коррекции на число Рейнольдса:

$$K_{\text{Re}} = \frac{C + B (10^6/\text{Re})^{0,75}}{C + B}. \quad (2.87)$$

Здесь

$$C = (0,5959 + 0,0312m^{1,05} - 0,184m^4) \frac{1}{\sqrt{1-m^2}} =$$

$$= (0,5959 + 0,0312 \cdot 1,245^{1,05} - 0,184 \cdot 0,1245^4) \frac{1}{\sqrt{1-0,1245^2}} =$$

$$= 0,605; \quad (2.88)$$

$$B = \frac{0,0029m^{1,25}}{\sqrt{1-m^2}} = \frac{0,0029 \cdot 0,1245^{1,25}}{\sqrt{1-0,1245^2}} = 0,00021; \quad (2.89)$$

Re — число Рейнольдса при значении расхода Q в рабочей точке шкалы дифманометра. В расчете K_{Re} принимается $Q = Q_{\min}$.

$$Re = 0,0361 \frac{750 \cdot 0,73}{150 \cdot 1,06 \cdot 10^{-6}} = 0,124 \cdot 10^6.$$

Коэффициент коррекции на число Рейнольдса

$$K_{Re} = \frac{0,605 + 0,00021 [10^6 / (0,124 \cdot 10^6)]^{0,75}}{0,605 + 0,00021} = 1,002.$$

Погрешность определения коэффициента коррекции на число Рейнольдса, %, по формуле (2.86)

$$\sigma_{K_{Re}} = (1 - 1,002) \cdot 5,0 = 0,01.$$

10. Средняя квадратическая относительная погрешность определения плотности в нормальных условиях, %

$$\sigma_{\rho_{ном}} = 50 \frac{\Delta \rho_{ном}}{\rho_{ном}} = 50 \frac{0,005}{0,73} = 0,34, \quad (2.90)$$

где $\Delta \rho_{ном}$ — максимальная абсолютная погрешность $\rho_{ном}$, равная половине единицы разряда последней значащей цифры в значении $\rho_{ном}$.

Так, если $\rho_{ном} = 0,73$, $\Delta \rho_{ном} = 0,01/2 = 0,005$.

11. Средняя квадратическая относительная погрешность коэффициента сжимаемости для метана $\sigma_K = 0,25$ %.

12. Суммарная погрешность измерения расхода, %, по формуле (2.60)

$$\sigma_{Q_{ном}} = [0,70^2 + 0,023^2 + 0,01^2 + 6,29 + 0,25 \times$$

$$\times (0,34^2 + 1,021 + 1,03 + 0,25^2)]^{0,5} = 2,76.$$

Для рабочих приборов измерения расхода допустимая погрешность, %,

$$|\delta| = 2\sigma = 5.$$

В рассматриваемом примере

$$\delta = 2\sigma_{Q_{ном}} = 2 \cdot 2,76 = 5,52 \text{ \%}.$$

Так как $\delta > |\delta|$, расчет необходимо уточнить, введя коррекцию в исходные данные: приняв $Q_{ном, \min} = 850 \text{ м}^3/\text{ч}$. Тогда

$$\Delta P_{\min} = 2500 (850/2500)^2 = 289 \text{ кгс/м}^2;$$

$$\sigma_0 = 2 \cdot 289 \cdot 10^{-4} / 4,0196 = 0,014 \text{ \%};$$

$$\tau_{\sqrt{\Delta P}}^2 = 0,25 \left(\frac{2500}{850} \cdot 1,5 \right)^2 + 0,25 \cdot 0,2^2 + 0,0012 \cdot 5^2 = 4,9;$$

$$\sigma_{\sqrt{\Delta P}} = 2,2 \%;$$

$$\xi = 1 - (0,41 + 0,35 \cdot 0,1245^2) \frac{289}{4,0196 \cdot 10^4 \cdot 1,3104} = 0,9977;$$

$$\sigma_{\xi} = \frac{1 - 0,9977}{0,9977} \left[4^2 - \frac{1}{0,25} \cdot 4,9 + 1,021 \right]^{0,5} + 0,014 = 0,0279 \%.$$

$$Re = 0,0361 \frac{850 \cdot 0,73}{150 \cdot 1,06 \cdot 10^{-6}} = 0,1409 \cdot 10^{-6};$$

$$K_{Re} = \frac{0,605 + 0,00021 [10^6 / (0,1409 \cdot 10^6)]^{0,75}}{0,605 + 0,00021} = 1,001;$$

$$\sigma_{K_{Re}} = (1 - 1,001) \cdot 5,0 = 0,005 \%;$$

$$\sigma_{Q_{ном}} = [0,7^2 + 0,0279^2 + 0,005^2 + 4,9 + 0,25 (0,34^2 + 1,021 + 1,03 + 0,25^2)]^{0,5} = 2,44 \%;$$

$$\delta = 2 \cdot 2,44 = 4,88 \% < 5 \%.$$

Следовательно, расход может быть измерен с допустимой степенью погрешности.

2.4. ПРИБОРЫ ДЛЯ АНАЛИЗА ГАЗОВ И ОТВОР ПРОБ

2.4.1. Анализ газов

Анализ состава продуктов сгорания, проводимый при испытаниях котлов, позволяет определить: коэффициент расхода воздуха; потери теплоты с уходящими газами и от химической неполноты сгорания, а также присосы воздуха в топку и газоходы. Анализ газообразного топлива позволяет вычислить его теплоту сгорания.

Определение потерь теплоты от химической неполноты сгорания (химического недожога) при помощи анализа продуктов сгорания является обязательным, так как при неправильной организации топочного процесса эти потери могут быть весьма значительными. Неполное сгорание топлива снижает и безопасность эксплуатации котлов.

В частности, окись углерода CO обладает высокой токсичностью, так как способна вступать в химическое соединение с гемоглобином крови. Предельно допустимая максимальная разовая концентрация (ПДК) CO в воздухе котельной 3 мг/м^3 . Пребывание в помещении, в воздухе которого содержится $0,4 \text{ об. \% CO}$, в течение $5\text{--}6$ мин опасно для жизни человека.

Наличие метана и других углеводородов в уходящих газах может быть вызвано неравномерностью смешения газа с воздухом, наличием местных низкотемпературных зон или прямым проскоком газа через охлажденное пространство между экранными трубами и обмуровкой топочной камеры.

Анализ данных, полученных ПО «Союзтехэнерго» и другими эксплуатационными и исследовательскими организациями, показал отсутствие строгой зависимости между содержанием окиси углерода и водорода в продуктах сгорания, поэтому оценка химической неполноты сгорания газа только по присутствию в продуктах сгорания окиси углерода является неточной.

Для получения более корректных результатов теплотехнических испытаний необходимо применять газоанализаторы, обеспечивающие полный анализ состава продуктов сгорания. Наличие в их составе многих компонентов с различными физико-химическими свойствами и разным процентным содержанием предъявляет к их анализу особые требования.

В практике многих наладочных организаций анализ продуктов сгорания на содержание CO_2 и O_2 выполняется на газоанализаторах типа ГХП, а на содержание горючих компонентов CH_4 , H_2 , CO — на хроматографах. Для определения окиси углерода применяются также индикаторные трубки «СО».

Газоанализаторы типа ВТИ-2 и хроматографы типа ГСТЛ в последнее время практического применения не имеют. Газоанализаторы ВТИ-2 дают завышенные результаты при определении малых концентраций CO . Точность определения CH_4 , H_2 не превышает 0,5 об. %. Время, затрачиваемое на анализ одной пробы, составляет 2,5—3 ч.

Хроматографы ГСТЛ также дают завышенные показания по CO и характеризуются нестабильностью показаний. О том, насколько важна точность при определении состава продуктов сгорания, свидетельствуют следующие данные. Содержание в продуктах сгорания 0,1 об. % CO влечет за собой потери теплоты от химической неполноты сгорания 0,3—0,35 %, а 0,1 об. % CH_4 соответствует 1 % потерь.

Для проведения анализа продуктов сгорания с высокой точностью предназначен хроматографический газоанализатор «Газохром-3101».

Газоанализаторы ГХП. Для анализа продуктов сгорания широко используют переносные газоанализаторы типа ГХП (Орса). Эти приборы основаны на использовании объемнометрического (волюмометрического) метода газового анализа, суть которого состоит в измерении сокращенного объема газовой смеси после поглощения из нее определенным реактивом анализируемого компонента. В практике применяют газоанализаторы ГХП-3, ГХП-3м, ГХП-2, ГХП-75, ГХП-100 (рис. 2.16). Эти газоанализаторы незначительно отличаются друг от друга только по конструктивному исполнению.

Основные узлы прибора — фильтр, поглотительные сосуды, измерительная бюретка, напорный сосуд. Газоанализатор может иметь три или два поглотительных сосуда: один для углекислого и сернистого газов; второй для кислорода и третий для окиси углерода. При наличии двух поглотительных сосудов анализ продуктов сгорания выполняется на углекислый газ и кислород.

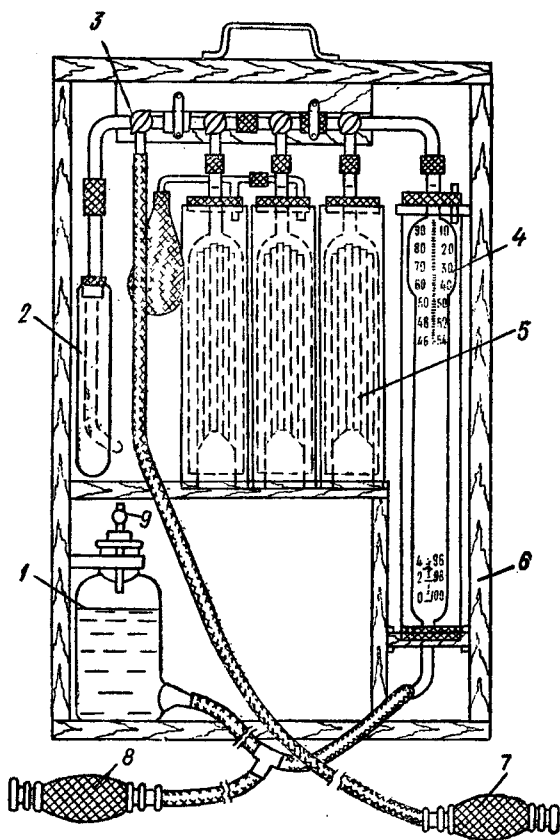


Рис. 2.16. Газоанализатор ГХП-100.

1 — напорный (уравнительный) сосуд; 2 — фильтр; 3 — кран для распределения газа; 4 — измерительная бюретка; 5 — поглотительные сосуды; 6 — деревянный футляр; 7 — резиновая груша для отбора пробы; 8 — дополнительная груша для подкачки; 9 — дополнительный кран.

Поглощение углекислого и сернистого газа осуществляется раствором гидроокиси калия КОН (едкого кали — 100 г) в дистиллированной воде (200 мл); кислорода — реактивом, состоящим из 35 г пирогаллола, растворенного в 60 мл дистиллированной воды, и смешанным со 120 мл 50 %-ного водного раствора КОН. Раствор КОН приготавливают в фарфоровой посуде, так как в ходе химической реакции происходит значительное выделение теплоты. Раствор пирогаллола и едкого кали смешивают в поглотительном

сосуде во избежание окисления пирогаллола окружающим воздухом.

Поглощение окиси углерода осуществляют в поглотительном сосуде с аммиачным раствором полухлористой меди в дистиллированной воде. Следует отметить, что этот реактив поглощает окись углерода сравнительно медленно. Лучший результат дает применение суспензии закиси меди с β -нафтолом в серной кислоте. Для приготовления суспензии 20 г закиси меди растирают в фарфоровой ступке с 5—10 мл дистиллированной воды, затем добавляют 5—10 мл серной кислоты. Затвердевшую массу вновь тщательно растирают, добавляя небольшими порциями 50—60 мл серной кислоты. Полученную массу смывают серной кислотой в стакан, в который при постоянном перемешивании добавляется 30—40 г β -нафтола. Образовавшуюся суспензию переводят в сосуд, доводят количество серной кислоты до 200 мл, закрывают сосуд пробкой, взбалтывают в течение 1—1,5 ч и дают отстояться в течение 1—2 суток. После этого суспензию декантируют от осадка непосредственно в поглотительный сосуд. Очевидная сложность приготовления суспензии и быстрая потеря ею поглотительных свойств ограничивают ее практическое применение.

Для увеличения поверхности соприкосновения газовой смеси с поглотительным раствором сосуда должны быть заполнены стеклянными тонкостенными трубочками диаметром 4—5 и длиной 100—120 мм. Во избежание поглощения кислорода из воздуха на дыхательные отверстия сосудов с раствором пирогаллола и суспензии закиси меди надевают специальные резиновые баллончики. Заливать маслом поверхность реактивов не рекомендуется, так как оно загрязняет и ухудшает поглотительную способность реактивов.

Растворы для поглощения CO_2 и O_2 , изготавливаемые из качественных исходных реактивов, обеспечивают выполнение до 100 анализов. Так как реактив, поглощающий O_2 , одновременно поглощает углекислый газ, то анализ продуктов сгорания необходимо начинать с определения содержания CO_2 .

Засасывание исследуемых продуктов сгорания и перемещение их по системе прибора осуществляется

при помощи напорного (уравнительного) сосуда, заполненного насыщенным раствором поваренной соли, слегка подкисленным серной или соляной кислотами и подкрашенным метилоранжем в розовый цвет.

Измерительную бюретку для охлаждения поступившей пробы и поддержания ее температуры постоянной помещают в стеклянный цилиндр, заполненный водой. Для повышения точности измерительная бюретка внизу заужена, что дает возможность сделать цену деления в этой части, равной $0,2 \text{ см}^3$. При случайном попадании в бюретку щелочи из поглотительных сосудов запирающая жидкость изменяет розовой цвет на желтый. Это означает, что поглощение CO_2 происходит также и в измерительной бюретке, а следовательно, результаты анализа недействительны. В этом случае запирающую жидкость необходимо заменить. До начала анализа уровни реактивов в поглотительных сосудах доводят до меток, указанных под кранами на капиллярах.

Порядок работы с газоанализаторами ГХП изложен в заводской инструкции. Однако следует обратить внимание на отдельные моменты, знание которых важно для правильности выполнения анализов. Перед началом работы прибор нужно проверить на герметичность. Краном 3 (рис. 2.16) прибор отключают от окружающей среды и газохода. Краны перед поглотительными сосудами, уровень реактивов в которых находится на контрольной отметке, должны быть закрыты. Напорный сосуд 1 опускают и ведут наблюдение за положением уровней в измерительной бюретке и в поглотительных сосудах. Если уровни остаются неизменными в течение 10 мин, прибор считается герметичным.

Для того чтобы исключить попадание воздуха в продукты сгорания, 3—5 раз отбираемую пробу выбрасывают в атмосферу. И только после этого очередная отобранная проба используется для анализа. Ее прокачивают сначала несколько раз через поглотительный сосуд для определения содержания CO_2 по измерительной бюретке. Для проверки полноты поглощения CO_2 выполняют еще две-три прокачки и вновь контролируют содержание газа. Если оно и после повторных прокачек остается постоянным, ана-

лиз на CO_2 считается законченным, далее проводят анализ на O_2 в том же порядке, пропуская оставшуюся пробу через второй поглотительный сосуд.

Появление на стенках поглотительного сосуда с раствором едкого кали налета соли или помутнение раствора указывают на необходимость его замены. Поглотительная способность реактива на кислород проверяется по содержанию кислорода в воздухе.

Хроматографический газоанализатор «Газохром-3101». Для полного анализа продуктов сгорания используют портативный лабораторный хроматографический газоанализатор «Газохром-3101». Порог чувствительности прибора, об. %: на водород H_2 $5 \cdot 10^{-4}$; окись углерода CO и метан CH_4 $1 \cdot 10^{-3}$; кислород O_2 $2 \cdot 10^{-2}$; двуокись углерода CO_2 $1 \cdot 10^{-1}$.

Хроматограф состоит из блоков питания и управления, детектора, разделительных колонок, элементов регулирования и контроля расхода газов-носителей. Все элементы газовой и электрической схем, а также воздушный компрессор собраны в одном корпусе, за исключением регуляторов давления с дросселями тонкой регулировки, которые придают прибору и применяют при подаче газов-носителей от баллонов. Питание осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц.

Для записи хроматограмм применяют самопишущий микровольтметр типа КСП-4 со шкалой 1 мВ и временем пробега каретки по всей шкале 1 с. Действие прибора основано на принципе проявительной газоадсорбционной хроматографии.

Детектор выполнен комбинированным с двумя рабочими элементами: один для определения горючих компонентов термохимическим способом по теплоте сгорания, а второй — для определения негорючих компонентов по теплопроводности.

В приборе применена двухпоточная газовая схема с параллельным и последовательным включением разделительных колонок, заполненных разными сорбентами, и с отдельными вводами пробы в каждую колонку. Такая схема позволяет работать на двух различных газах-носителях (воздухе для горючих компонентов, аргоне для негорючих компонентов) и выбирать оптимальную дозу пробы при определении микросодержания одних компонентов и больших количеств других.

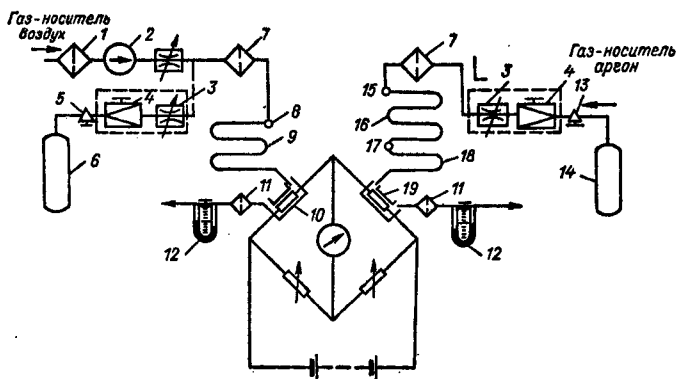


Рис. 2.17. Принципиальная схема хроматографа «Газохром-3101». 1 — фильтр воздушный входной; 2 — микрокомпрессор; 3 — дроссели тонкой регулировки; 4 — регуляторы давления газа-носителя; 5, 13 — редукторы давления баллонные; 6 — баллон со сжатым воздухом; 7 — фильтры очистки; 8, 15, 17 — узлы ввода пробы; 9, 16, 18 — разделительные колонки; 10 — чувствительный элемент на горючие компоненты; 11 — фильтры-осушители; 12 — реометры; 14 — баллон с аргонem; 19 — чувствительный элемент на негорючие компоненты.

Хроматограф комплектуется тремя разделительными колонками, выполненными из фторопластовой трубки с внутренним диаметром 3,5 мм. Для определения в смеси продуктов сгорания кислорода используют колонку длиной 2,5 м, заполненную сорбентом, в качестве которого применяют молекулярные сита СаХ или NaХ фракции 0,25—0,5 мм; для определения водорода, метана и окиси углерода — колонку длиной 2,5 м, заполненную активированным углем марки АГ-3 фракции 0,5—0,8 мм; для определения двуокиси углерода проба вводится в колонку длиной 0,5 м с тем же сорбентом (активированным углем), что и для определения горючих компонентов.

Принципиальная схема хроматографа «Газохром-3101» показана на рис. 2.17. Газ-носитель воздух может подаваться от микрокомпрессора 2 прибора или от баллона 6 со сжатым воздухом. При работе с компрессором рекомендуется на его входе ставить для очистки воздуха фильтр 1 вместимостью 150 см³, заполненный молекулярными ситами фракции 0,5—0,3. Воздух проходит через дроссель 3, фильтр 7, узел ввода пробы 8, разделительную колонку 9 и попадает в рабочую камеру детектора 10,

где расположен чувствительный элемент. В присутствии кислорода воздуха на чувствительном элементе определяют горючие компоненты по теплоте сгорания.

Одновременно второй газ-носитель аргон из баллона 14 через регулятор давления 4, дроссель 3, фильтр 7, узел ввода пробы 15, разделительную колонку 16, узел ввода пробы 17, разделительную колонку 18 попадает в другую камеру детектора, где на чувствительном элементе 19 в среде инертного газа определяют негорючие компоненты по теплопроводности.

Для регулирования и стабилизации расхода и давления газа-носителя в приборе применен регулятор давления, выполненный совместно с дросселем тонкой регулировки 3. Увеличение выходного давления на регуляторе давления осуществляют поворотом винта по часовой стрелке, уменьшение — против часовой стрелки. Дроссель тонкой регулировки позволяет при вращении его ручки против часовой стрелки увеличивать расход газа, а при вращении по часовой стрелке — уменьшить его. Практически при включении прибора в работу необходимо устанавливать расход вращением ручки дросселя, так как регулятор давления настроен на заводе на выходное давление 3 кгс/см². Постоянство расхода газов-носителей контролируют на выходе детектора реометры 12 (рис. 2.17).

Основные параметры работы хроматографа «Газохром-3101»

Температура детектора, °C	15—25
Ток питания детектора в рабочем режиме, мА . . .	180 ± 5 ⁰
Максимальный объем пробы, см ³	5
Расход газа-носителя, см ³ /мин	80 ± 2,5 %
Допустимая регулировка расхода от 20 до 100 см ³ /мин, %	± 2,5
Давление газа-носителя на входе регулятора давления при работе от баллона, кгс/см ² . . .	5—7
Время выхода на режим, мин	Не более 120
Дрейф нулевой линии, %, при питании прибора воздухом:	
от баллона и при коэффициенте ослабления выходного сигнала детектора (в масштабе 1:1)	Не более 6
от компрессора (в масштабе 1:5)	Не более 6
Уровень флуктуационных шумов, % шкалы регистратора	Не более 1

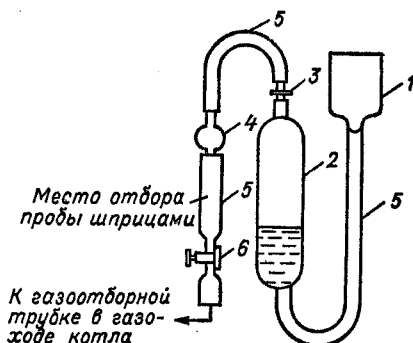


Рис. 2.18. Схема отбора пробы продуктов сгорания для анализа их на хроматографе.

1 — уравнивательная склянка; 2 — пипетка;
3 — кран; 4 — фильтр с аскаритом; 5 —
трубки резиновые; 6 — зажим.

Скорость движения ленты регистратора, мм/ч:	
для водорода и кислорода	2400
для метана, окиси углерода и углекислого газа	600

Для отбора пробы продуктов сгорания применяют следующую схему (рис. 2.18). Шланг от газотборной трубки, установленной в газоходе котла, подсоединяют к входному штуцеру фильтра 4, заполненного аскаритом. Уравнивательную склянку 1 заполняют насыщенным раствором поваренной соли в дистиллированной воде. Открывают кран 3, ослабляют зажим на резиновой трубке 5 и при помощи уравнивательной склянки 1 заполняют систему отбираемой пробой. Затем зажим запирают и через рабочий дозатор (шприц) прокачивают пробу не менее 3 раз, после чего шприцем вводят пробу в хроматограф.

Для определения H_2 , CO, CH_4 пробу с удаленной из нее CO_2 в результате предварительного пропуска через фильтр с аскаритом вводят в узел 8 (см. рис. 2.17) (при анализе на H_2 , CO и CH_4) и в узел 15 (при анализе на O_2). При измерении содержания CO_2 пробу вводят в узел 17.

Для определения работоспособности хроматографа «Газохром-3101» выполняют следующие работы.

1. Проверяют герметичность прибора.
2. Уточняют время выхода прибора на режим,

дрейф нулевой линии и уровень флуктуационных шумов.

3. Проверяют порог чувствительности с калибровкой хроматографа и количественной интерпретации хроматограмм.

4. Контролируют сходимость времени удерживания и результатов анализа.

5. Осуществляют наладку прибора после замены чувствительных элементов, колонок или наполнения их новым сорбентом.

Герметичность прибора контролируют давлением газа 3 кгс/см^2 в течение 15 мин. Допустимое падение давления — не более $0,02 \text{ кгс/см}^2$. При большем падении давления применяют обмыливание и места утечек устраняют, после чего повторяют проверку прибора на герметичность.

Дрейф нулевой линии и уровень флуктуационных шумов определяют в процентах шкалы регистратора в соответствии с порядком, изложенным в инструкции по эксплуатации прибора. Время выхода на режим контролируют по времени установления заданного дрейфа нулевой линии и уровня флуктуационных шумов. Уровень флуктуационных шумов измеряют по максимальному размаху короткопериодных колебаний нулевой линии при обработке диаграммной ленты за 1 ч до выхода прибора на режим и установке на более чувствительного предела измерения.

Дрейф нулевой линии определяют по наибольшему смещению нулевой линии от среднего положения в направлении, перпендикулярном к движению ленты регистратора, в течение произвольно выбранного часа после выхода прибора на режим. Проверка выполняется на самом чувствительном пределе измерения.

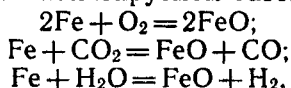
Порог чувствительности — это минимальная концентрация примеси контрольного газа в газе-носителе, которая при прохождении через детектор вызывает отклонение пера регистратора, вдвое превышающее уровень флуктуационных шумов. Определение порога чувствительности и калибровку хроматографа осуществляют по чистым газам.

Порядок проверки порога чувствительности, калибровки хроматографа, количественной интерпретации хроматограмм, сходимости времени удерживания и

результатов анализа, наладки прибора, а также необходимые расчеты изложены в заводской инструкции по эксплуатации прибора. Проверку работоспособности и наладку хроматографа, как правило, выполняют в лабораторных условиях.

2.4.2. Отбор проб газа на анализ

Пробы газа на анализ отбирают специальными газоотборными трубками. Выбор материала для трубок определяется температурой в газоходе, из которого берут пробу. Стальные трубки можно применять до температуры продуктов сгорания 400 °С, так как при более высокой температуре можно получить данные, отличающиеся от действительных, что объясняется возможным догоранием в трубке продуктов неполного сгорания в результате каталитического воздействия нагретой поверхности трубки, а также реакцией стали с O₂, CO₂ и водяным паром H₂O, содержащимся в анализируемом газе:



Для отбора проб продуктов сгорания при температуре выше 400 °С рекомендуется использовать водоохлаждаемые трубки, изготовленные из стали или меди. Применение газоотборных трубок длиной свыше 2,5 м вызывает их прогиб от нагрева в газоходе, что может послужить причиной искажения истинных результатов анализа.

В отдельных случаях применяются газоотборные трубки из кварцевого стекла. Пробы на анализ можно отбирать либо непосредственно в газоанализатор, либо в специальные сосуды. И в том и в другом случаях наиболее распространен метод отбора проб за счет вытеснения запирающей жидкости. Хорошо зарекомендовал себя для этих целей аспиратор Коро (рис. 2.19), состоящий из трех пипеток и напорного сосуда. В качестве аспиратора могут быть использованы два сосуда, соединенные между собой резиновой трубкой (рис. 2.20). Вместимость сосудов для отбора и хранения проб газа выбирается равной 250—500 см³.

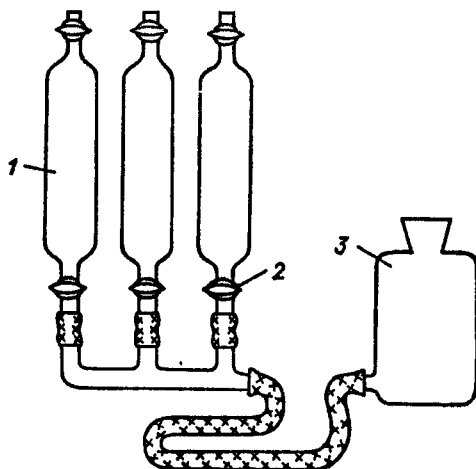


Рис. 2.19. Аспиратор Коро.

1 — газовые пипетки; 2 — одноходовые краны;
3 — уравнильная (напорная) склянка.

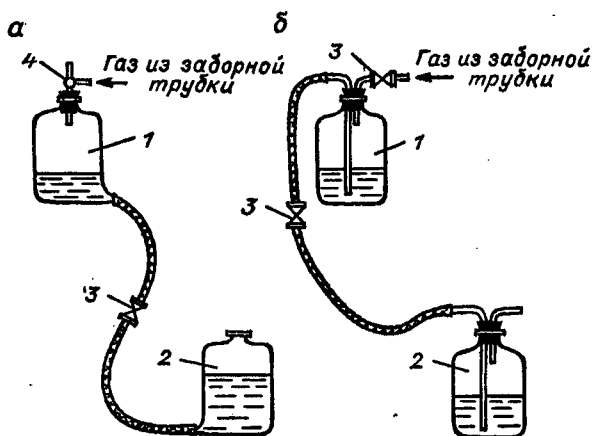


Рис. 2.20. Аспираторы.

а — сосуды с нижними тубусами; б — сосуды обыкновенные. 1, 2 — сосуды; 3 — краны; 4 — краны трехходовые.

Для облегчения отбора пробы (отсоса продуктов сгорания), особенно при значительной протяженности линий, соединяющих газоотборные трубки с газоанализаторами или аспираторами, применяют эжекторы (рис. 2.21).

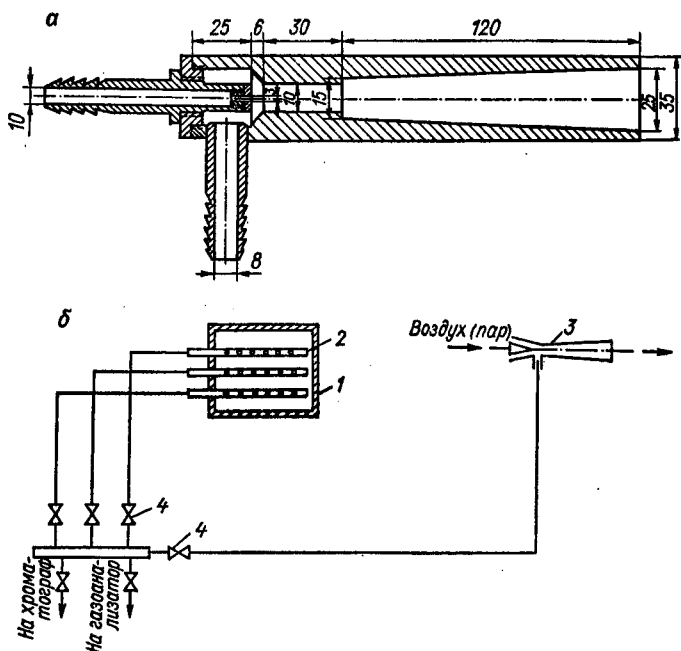


Рис. 2.21. Эскиз (а) и схема подключения (б) эжектора к сборной гребенке.

1 — газоход; 2 — газоотборные трубки; 3 — эжектор; 4 — краны.

Перед отбором пробы сосуд 1 (см. рис. 2.20) наполняют запирающей жидкостью и присоединяют к линии отбора газа. Затем открывают кран 3 на линии, соединяющей оба сосуда. Перетекание жидкости в сосуд 2 вызывает засасывание газа в сосуд 1. Первые порции газа, отобранные в аспиратор, во избежание попадания в пробу воздуха выбрасывают в атмосферу. После отбора пробы газ в аспираторе ставят под давление, краны закрывают и при необходимости заливают парафином.

Запирающая жидкость должна удовлетворять определенным требованиям: растворять минимально возможное количество газа и не вступать с ним в химическую реакцию. Чаще всего в качестве запирающей жидкости применяют насыщенные растворы поваренной соли NaCl или хлористого кальция CaCl_2 с добавлением 1—2 % серной кислоты. Раствор подкрашивают

метилоранжем (до розового цвета). Так как растворимость газов в запирающей жидкости полностью не исключается, анализ проб газа, особенно при содержании в них до 2 % кислорода, рекомендуется выполнять сразу после отбора.

Не следует хранить пробу газа в аспираторе в присутствии запирающей жидкости. Аспираторы перед отбором проб должны быть тщательно проверены на герметичность. Отбор в аспиратор продуктов сгорания с высокой температурой может вызвать искажение состава пробы, так как ее охлаждение в аспираторе создаст в нем разрежение и за счет этого присосы воздуха.

Для того чтобы повысить точность анализа состава продуктов сгорания, рекомендуется отбор пробы и анализ на CO_2 и O_2 выполнять на газоанализаторе ГХП. Затем охлажденную и обогащенную продуктами неполного сгорания пробу отбирают в аспиратор для последующего анализа на хроматографе.

Сосуд для отбора и хранения проб газа должен быть изготовлен из химически устойчивых к действию газов материалов. Этому условию отвечают стеклянные и кварцевые сосуды. Использовать для отбора проб газа и тем более для их хранения резиновые камеры недопустимо. Диффузия газов и воздуха через стенки резиновой камеры приводит к искажению состава пробы газа.

ГЛАВА 3

ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЛА. УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ТОПЛИВА

Тепловой баланс котла представляет собой равенство между количеством теплоты, внесенной в котел, и суммой полезно использованной теплоты и ее потерь. Составляющие теплового баланса относят к единице массы или объема сжигаемого топлива.

Уравнение теплового баланса для котла при установившемся режиме

$$Q_p = Q_1 + \sum Q_{\text{пот}}, \quad (3.1)$$

где Q_p — теплота, внесенная в топку котла (располагаемая теплота), ккал/кг (ккал/м³); Q_1 — теплота, использованная на выработку пара или горячей воды, ккал/кг (ккал/м³); $\sum Q_{\text{пот}}$ — суммарные потери теплоты, ккал/кг (ккал/м³).

Располагаемая теплота определяется по формуле

$$Q_p = Q_n + Q_{\text{тл}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{в.вн}}, \quad (3.2)$$

где Q_n — низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг (ккал/м³); $Q_{\text{тл}}$ — физическая теплота топлива, учитываемая при предварительном подогреве топлива, ккал/кг (ккал/м³); $Q_{\text{ф}}$ — теплота, вносимая в топку с форсуночным дутьем и необходимая для распыления мазута, ккал/кг (ккал/м³); $Q_{\text{в.вн}}$ — теплота, поступающая в топку с воздухом при подогреве его вне котельной установки (в калорифере), ккал/кг (ккал/м³).

При составлении теплового баланса для котлов малой и средней мощности, работающих на газовом топливе, составляющие теплового баланса ($Q_{\text{тл}}$, $Q_{\text{ф}}$, $Q_{\text{в.вн}}$), как правило, не учитываются и формула (3.2) приобретает вид

$$Q_p = Q_n. \quad (3.3)$$

Низшая теплота сгорания топлива представляет собой количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании единицы массы или объема топлива с образо-

ванием окислов RO_2 ($SO_2 + CO_2$) и воды в парообразном состоянии. Существует понятие «высшая теплота сгорания». Здесь вода, образующаяся при сгорании, присутствует в жидком состоянии. Низшая теплота сгорания отличается от высшей затратами теплоты на испарение влаги, содержащейся в топливе и образующейся при его сгорании. Для природного газа разность между высшей и низшей теплотой сгорания ~ 1000 ккал/м³.

Высшую теплоту сгорания необходимо учитывать при теплотехнических испытаниях контактно-поверхностных и контактных теплообменных аппаратов (водонагреватели типа ФНКВ, контактные экономайзеры), в которых вода нагревается за счет не только физической теплоты продуктов сгорания, но и скрытой теплоты парообразования содержащихся в них водяных паров.

Теплота, использованная на выработку пара или горячей воды, может быть определена по следующим формулам.

Для парового котла

$$Q_1 = \frac{1}{B} [D_{п.п} (i_{п.п} - i_{п.в}) + D_{н.п} (i_{н.п} - i_{п.в}) + G_{пр} (i_{к.в} - i_{п.в})], \quad (3.4)$$

где $D_{п.п}$, $D_{н.п}$ — количество вырабатываемого перегретого и насыщенного пара, кг/ч; $i_{п.п}$, $i_{н.п}$, $i_{к.в}$, $i_{п.в}$ — энтальпия перегретого, насыщенного пара, котловой (продувочной) и питательной воды, ккал/кг; $G_{пр}$ — расход продувочной воды, кг/ч, который может быть рассчитан по солевому составу пара, котловой и питательной воды:

$$G_{пр} = [(A_{п.в} - A_{п}) / A_{к.в}] (D_{п.п} + D_{н.п}) \quad (3.5)$$

[здесь $(A_{п.в} - A_{п}) / A_{к.в} = P$ — относительная продувка; $A_{п.в}$, $A_{п}$, $A_{к.в}$ — солесодержание (щелочность) питательной воды, пара и котловой воды, мг/л]; B — расход топлива, кг/ч (м³/ч). При сжигании газа расход топлива приводится к температуре 20 °С и давлению 760 мм рт. ст.

Для водогрейного котла

$$Q_1 = G_v (t'_v - t''_v) / B, \quad (3.6)$$

где G_v — расход воды через котел, кг/ч; t'_v , t''_v — температура воды на входе в котел и выходе из него, °С.

Суммарные потери теплоты включают

$$\sum Q_{\text{пот}} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (3.7)$$

где $Q_2 - Q_6$ — потери теплоты, ккал/кг (ккал/м³): Q_2 — с уходящими газами, Q_3 — от химической неполноты сгорания топлива, Q_4 — от механической неполноты сгорания, Q_5 — от наружного охлаждения котла, Q_6 — с физическим теплом шлаков.

При работе котлов на газе отсутствуют потери теплоты Q_4 и Q_6 и суммарные потери теплоты определяют по формуле

$$\sum Q_{\text{пот}} = Q_2 + Q_3 + Q_5. \quad (3.8)$$

Таким образом, уравнение теплового баланса для котлов, работающих на газе,

$$Q_n = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5. \quad (3.9)$$

Если составляющие теплового баланса выразить их процентным отношением к Q_n , получим

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_5, \quad (3.10)$$

$$\text{где } q_1 = \frac{Q_1}{Q_n} \cdot 100; \quad q_2 = \frac{Q_2}{Q_n} \cdot 100; \quad q_3 = \frac{Q_3}{Q_n} \cdot 100; \quad q_5 = \frac{Q_5}{Q_n} \cdot 100.$$

Отношение полезно использованной теплоты Q_1 к располагаемой (затраченной) Q_n представляет собой коэффициент полезного действия (КПД) брутто котла:

$$\eta_k^{\text{бр}} = q_1 = 100 - q_2 - q_3 - q_5. \quad (3.11)$$

В отличие от КПД брутто существует КПД нетто котла, учитывающий затраты теплоты на его собственные нужды. Однако на практике КПД нетто отдельных котлов не рассчитывают, а определяют КПД нетто котельной в целом. При этом учитывают расходы теплоты на собственные нужды в общем на котельную.

КПД котла может быть определен по прямому и обратному тепловым балансам. При прямом балансе КПД рассчитывается по следующим формулам:

для парового котла

$$\eta_k^{\text{пр}} = \frac{Q_1}{Q_n} \cdot 100 = \frac{D_{\text{п.п}} (i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}}) + D_{\text{н.п}} (i_{\text{н.п}} - i_{\text{п.в}}) + G (i_{\text{к.в}} - i_{\text{п.в}})}{B Q_n} \cdot 100; \quad (3.12)$$

для водогрейного котла

$$\eta_{\text{к}}^{\text{пр}} = \frac{Q_1}{Q_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{G_{\text{в}} (t''_{\text{в}} - t'_{\text{в}})}{B Q_{\text{н}}} \cdot 100. \quad (3.13)$$

Из приведенных формул видно, что для определения КПД котла по прямому балансу необходимо измерить количество и теплоту сгорания сжигаемого топлива, а также количество выработанной тепловой энергии в виде пара или горячей воды.

При определении КПД котла по обратному балансу необходимо вычислить потери теплоты и по известной теплоте сгорания топлива найти КПД котла:

$$\eta_{\text{к}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_5).$$

Потери теплоты с уходящими газами Q_2 возникают вследствие того, что температура уходящих газов выше температуры воздуха и топлива, поступающих в котел. Потери теплоты от химической неполноты сгорания Q_3 имеют место при недостаточном количестве воздуха, поступающего для горения и при его некачественном смешении с топливом. Потери Q_2 и Q_3 могут быть подсчитаны по результатам измерений объема продуктов сгорания и их теплофизическим характеристикам (температуре, теплоемкости, теплоте сгорания продуктов химической неполноты сгорания топлива).

Однако с целью сокращения трудоемкости и упрощения анализов и расчетов при сжигании жидкого и газообразного топлива эти потери определяются по методике теплотехнических расчетов, предложенной профессором М. Б. Равичем. Применение этой методики позволяет отказаться от подсчета теплоты сгорания топлива. Она основывается на использовании обобщенных характеристик продуктов сгорания, колеблющихся в весьма малых пределах. К обобщенным характеристикам относятся (табл. 3.1):

— жаропроизводительность топлива, максимальная температура горения t_{max} , °С, развиваемая при полном сгорании топлива в теоретически необходимом для горения количестве воздуха ($\alpha = 1,0$) при температуре топлива и воздуха 0 °С;

— соотношение объемов влажных и сухих продуктов сгорания, B ;

— количество теплоты, выделяемое при полном

Таблица 3.1

Обобщенные теплотехнические характеристики газового топлива

Топливо	$t'_{\max}, ^\circ\text{C}$	B	$\text{CO}_{2\max}, \%$	$P, \text{ккал/м}^3$
Природный газ	2010	0,80	11,8	1000
Нефтепромысловый газ	2050	0,84	13,0	1000
Коксовый газ	2090	0,77	10,4	1090
Сланцевый газ	1950	0,82	16,2	1000
Доменный газ	1470	0,98	24,5	620
Мазут	2100	0,88	16,5	960

сгорании топлива при $\alpha=1$, отнесенное к 1 м^3 сухих продуктов сгорания $P, \text{ккал/м}^3$;

— коэффициент изменения объема сухих продуктов горения h — отношение действительного объема сухих продуктов сгорания к теоретическому объему сухих газов, получаемого при полном сгорании топлива при $\alpha=1$;

— отношение теплоемкостей продуктов полного сгорания C' при $\alpha=1$ в интервале температур от 0°C до t_{yx} к их теплоемкости в интервале температур от 0°C до $t_{\max}$ (табл. 3.2);

Таблица 3.2

Значения коэффициентов C' и K

Температура продуктов сгорания, $^\circ\text{C}$	Топливо с $t'_{\max} \geq 2000^\circ\text{C}$ (с малым содержанием балласта)		Топливо с $t'_{\max} =$ $= 1600 \div 1700^\circ\text{C}$ (с боль- шим содержанием балласта)	
	C'	K	C'	K
100	0,82	0,77	0,83	0,79
200	0,83	0,78	0,84	0,79
300	0,84	0,79	0,86	0,80
400	0,86	0,80	0,87	0,81
500	0,87	0,81	0,88	0,82
600	0,88	0,82	0,90	0,83
700	0,89	0,83	0,91	0,84
800	0,90	0,83	0,92	0,85
900	0,91	0,84	0,93	0,86
1000	0,92	0,85	0,94	0,87
1100	0,93	0,86	0,95	0,87
1200	0,94	0,86	0,96	0,88
1300	0,95	0,87	0,97	0,88
1400	0,96	0,88	0,98	0,89
1500	0,97	0,89	—	—

— отношение объемной теплоемкости воздуха K в интервале температур от 0°C до t_{yx} к объемной теплоемкости продуктов сгорания при $\alpha=1$ в интервале температур от 0°C до $t_{\max}$.

При подсчете жаропроизводительности с учетом содержания в воздухе 1 % влаги по массе, как это принято в теплотехнических расчетах, ее обозначают $t'_{\max}$. Она примерно на 30°C ниже $t_{\max}$.

Коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания h в общем случае определяется по формуле

$$h = RO_{2\max} / (RO_2 + CO + CH_4), \quad (3.14)$$

где $RO_2 = CO_2 + SO_2$ — содержание RO_2 в сухих продуктах сгорания, %; CO , CH_4 — содержание CO , CH_4 в сухих продуктах сгорания, %; $RO_{2\max}$ — максимально возможное содержание RO_2 в сухих продуктах сгорания при $\alpha=1$, %.

При отсутствии в топливе сернистых соединений и полном сгорании топлива

$$h = CO_{2\max} / CO_2. \quad (3.15)$$

Содержание $CO_{2\max}$ природных газов чисто газовых месторождений, состоящих в основном из метана, равно 11,8 %. С увеличением содержания в газе N_2 , CO_2 и уменьшением содержания CH_4 количество $CO_{2\max}$ возрастает и подлежит определению по составу продуктов его сгорания:

$$CO_{2\max} = \frac{(CO_2 + CO + CH_4) \cdot 100}{100 - 4,76 (O_2 - 0,4CO - 0,2H_2 - 1,6CH_4)}, \quad (3.16)$$

где O_2 , H_2 — содержание O_2 и H_2 в продуктах сгорания, %.

Потери теплоты с уходящими газами подсчитывают по формуле

$$q_2 = \frac{t_{yx} - t_b}{t'_{\max}} [C' + (h - 1) BK] \cdot 100, \quad (3.17)$$

где t_{yx} — температура уходящих газов, $^\circ\text{C}$; t_b — температура поступающего в топку воздуха, $^\circ\text{C}$.

Формула (3.17) может быть применена для всех видов топлива и для совместного сжигания различных видов топлива.

При сжигании одного вида топлива с известными значениями $t'_{\max}$, B , C' и K формула (3.17) примет вид

$$q_2 = 0,01z(t_{yx} - t_b), \quad (3.18)$$

где z — величина, определяемая в зависимости от температуры уходящих газов и содержания в продуктах сгорания суммы углеродсодержащих газов $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ (для природного газа z находится по табл. 3.3).

Таблица 3.3

Значение z для природных газов

Содержание $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Температура продуктов сгорания, °C				Содержание $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Температура продуктов сгорания, °C			
	0—250	250—350	350—500	500—700		0—250	250—350	350—500	500—700
11,8	4,13	4,16	4,28	4,37	9,6	4,84	4,90	5,00	5,10
11,7	4,15	4,21	4,31	4,40	9,5	4,88	4,95	5,05	5,15
11,6	4,18	4,25	4,33	4,43	9,4	4,93	5,00	5,10	5,20
11,5	4,21	4,28	4,37	4,47	9,3	4,97	5,05	5,15	5,25
11,4	4,24	4,30	4,40	4,50	9,2	5,02	5,07	5,20	5,30
11,3	4,26	4,32	4,43	4,53	9,1	5,07	5,10	5,25	5,35
11,2	4,28	4,34	4,46	4,56	9,0	5,10	5,15	5,30	5,40
11,1	4,30	4,37	4,48	4,58	8,9	5,13	5,22	5,33	5,45
11,0	4,35	4,40	4,50	4,60	8,8	5,17	5,26	5,35	5,50
10,9	4,40	4,43	4,53	4,63	8,7	5,22	5,30	5,40	5,55
10,8	4,43	4,47	4,57	4,67	8,6	5,27	5,35	5,45	5,60
10,7	4,45	4,50	4,60	4,70	8,5	5,30	5,40	5,50	5,65
10,6	4,48	4,53	4,65	4,75	8,4	5,35	5,45	5,55	5,70
10,5	4,50	4,56	4,67	4,78	8,3	5,40	5,50	5,60	5,75
10,4	4,53	4,60	4,70	4,80	8,2	5,45	5,55	5,65	5,80
10,3	4,57	4,63	4,75	4,85	8,1	5,50	5,60	5,70	5,85
10,2	4,60	4,65	4,78	4,88	8,0	5,57	5,67	5,77	5,90
10,1	4,63	4,70	4,80	4,90	7,9	5,62	5,72	5,85	5,95
10,0	4,67	4,75	4,85	4,95	7,8	5,68	5,80	5,90	6,00
9,9	4,70	4,80	4,90	5,00	7,7	5,75	5,85	5,97	6,08
9,8	4,75	4,83	4,93	5,03	7,6	5,80	5,90	6,05	6,15
9,7	4,80	4,87	4,97	5,07	7,5	5,85	6,00	6,10	6,25
7,4	5,90	6,05	6,20	6,30	6,1	7,05	7,15	7,25	7,45
7,3	6,00	6,10	6,25	6,35	6,0	7,15	7,25	7,35	7,55
7,2	6,05	6,15	6,30	6,40	5,9	7,25	7,35	7,50	7,65
7,1	6,10	6,25	6,40	6,50	5,8	7,40	7,45	7,60	7,75
7,0	6,22	6,32	6,45	6,60	5,7	7,45	7,55	7,70	7,85
6,9	6,35	6,40	6,55	6,70	5,6	7,55	7,65	7,80	7,95
6,8	6,45	6,50	6,65	6,75	5,5	7,70	7,80	7,95	8,10
6,7	6,50	6,60	6,70	6,85	5,4	7,85	7,95	8,05	8,25
6,6	6,55	6,65	6,80	6,95	5,3	7,95	8,05	8,20	8,35
6,5	6,65	6,75	6,85	7,05	5,2	8,05	8,20	8,35	8,50
6,4	6,70	6,85	6,95	7,15	5,1	8,20	8,35	8,50	8,65
6,3	6,80	6,95	7,05	7,25	5,0	8,35	8,50	8,65	8,80
6,2	6,95	7,05	7,15	7,35					

Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива определяются по формуле

$$q_3 = \frac{(30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4) h}{P} \cdot 100. \quad (3.19)$$

При сжигании топлива с известным максимальным теплосодержанием сухих продуктов сгорания P потери теплоты q_3 можно определить по формулам:

— при сжигании газа с $P = 1000$ ккал/м³

$$q_3 = (3,02\text{CO}' + 2,58\text{H}_2' + 8,55\text{CH}_4') h; \quad (3.20)$$

— при сжигании мазута с $P = 970$ ккал/кг

$$q_3 = (3,02\text{CO} + 2,58\text{H}_2 + 8,55\text{CH}_4) \cdot 1,04h. \quad (3.21)$$

В связи с производственной необходимостью в котлах иногда сжигают газ совместно с мазутом. При этом теплотехнические расчеты также выполняют с применением упрощенной методики: по результатам анализа продуктов сгорания определяют $\text{RO}_{2\text{max}}$ по формуле (3.16). Затем, зная $\text{RO}_{2\text{max}}$, по табл. 3.4 устанавливают обобщенные характеристики продуктов сгорания газа и мазута при их одновременном сжигании в топке котла

Таблица 3.4

Обобщенные характеристики продуктов сгорания природного газа и мазута

$\text{RO}_{2\text{max}}, \%$	Соотношение топлива		$t'_{\text{max}}, ^\circ\text{C}$	$P, \text{ккал/м}^3$	B
	Природный газ, м ³	Мазут, кг			
11,8	1	0	2010	1000	0,80
12,2	1	0,1	2010	1000	0,80
12,6	1	0,2	2020	1000	0,81
13,0	1	0,3	2020	990	0,81
13,3	1	0,4	2030	990	0,82
13,5	1	0,5	2040	990	0,83
13,7	1	0,6	2040	980	0,83
13,8	1	0,7	2050	980	0,84
14,0	1	0,8	2050	980	0,84
14,2	1	0,9	2050	980	0,84
14,3	1	1	2060	980	0,85
14,7	1	1,5	2070	970	0,86
15,0	1	2	2080	970	0,86
15,4	1	3	2090	970	0,87
16,5	0	1	2100	960	0,88

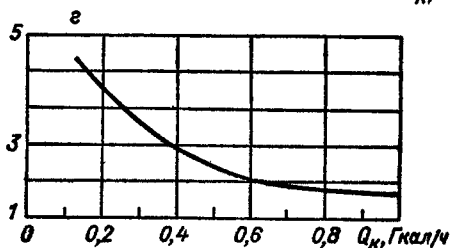
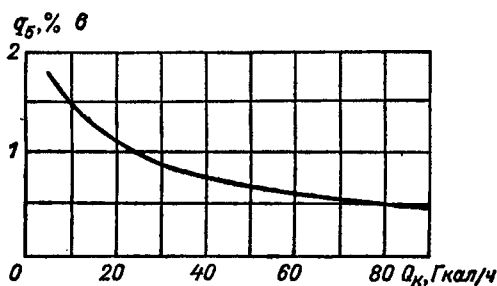
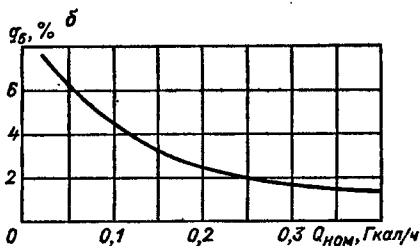
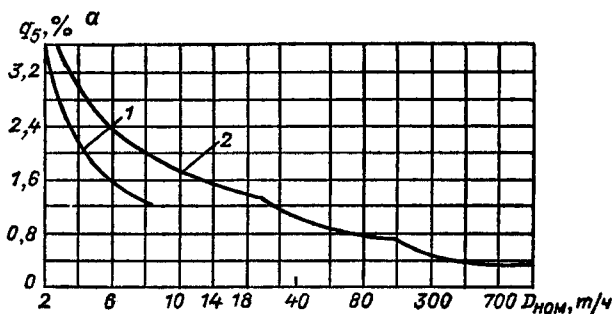


Рис. 3.1. Зависимость потерь теплоты в окружающую среду q_5 от номинальной производительности паровых $D_{\text{ном}}$ (а), водогрейных $Q_{\text{ном}}$ до 0,4 Гкал/ч (б) и $Q_k = 10 \div 80$ Гкал/ч (в), а также чугунных отопительных (г) котлов. 1 — котел без хвостовых поверхностей; 2 — котел с хвостовыми поверхностями.

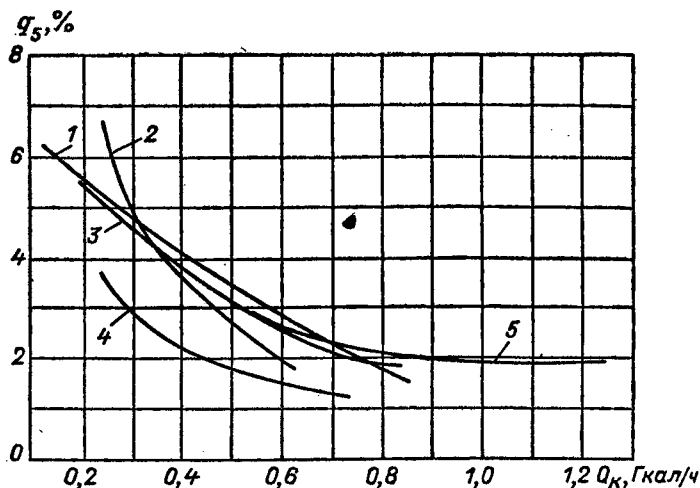


Рис. 3.2. Графики $q_5 = f(Q_k)$ для чугунных отопительных котлов (НИИсантехники).

Котел (H_k , m^2): 1 — «Универсал-3» (46,2); 2 — «Универсал-6» (41,8); 3 — «Универсал-5» (37,5); 4 — «Универсал-6» (52,9); 5 — «Отопитель-1» (54).

(t'_{max} , P , B). Поправочные коэффициенты C' и K находят по табл. 3.2. По формулам (3.17), (3.19) подсчитывают потери теплоты q_2 и q_3 .

Потери теплоты в окружающую среду q_5 определяются ориентировочно по нормативным графикам или принимаются по данным заводских или исследовательских испытаний (рис. 3.1—3.2). Для паровых котлов паропроизводительностью менее 2,5 т/ч

$$q_5 = \frac{H_q}{BQ_n} \cdot 100, \quad (3.22)$$

где H — площадь поверхности ограждений котла, m^2 ; q — усредненные потери теплоты с $1 m^2$ наружной поверхности котла, равные $400 \text{ ккал}/(m^2 \cdot ч)$.

При паропроизводительности котла, отличающейся от номинальной, потери теплоты в окружающую среду q_5 составят

— для паровых котлов

$$q'_5 = q_5 (D_{ном}/D_\phi); \quad (3.23)$$

— для водогрейных котлов

$$q'_5 = q_5 (Q_{ном}/Q_\phi), \quad (3.24)$$

где q_5 — потери теплоты в окружающую среду при номинальной производительности, определяемые по нормативным графикам, %; $D_{\text{ном}}$, $Q_{\text{ном}}$ — номинальные паро- (т/ч) и теплопроизводительность, Гкал/ч; $D_{\text{ф}}$, $Q_{\text{ф}}$ — фактические паро- (т/ч) и теплопроизводительность, Гкал/ч.

Для водогрейных котлов типа ПТВМ q_5 , %, при номинальной нагрузке

$$q_5 = q \frac{H_{\text{огр}}}{Q_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (3.25)$$

где $q = 1000$ ккал/(м²·ч) — тепловой поток от наружного ограждения котла к окружающему воздуху при номинальной нагрузке; $H_{\text{огр}}$ — поверхность ограждения котла, м²; $Q_{\text{ном}}$ — номинальная теплопроизводительность котла, ккал/ч.

При нагрузке, отличной от номинальной, q'_5 , %, для котлов типа ПТВМ

$$q'_5 = q_5 \left(\frac{Q_{\text{ном}}}{Q_{\text{ф}}} + 1 \right) \cdot 0,5, \quad (3.26)$$

где $Q_{\text{ф}}$ — фактическая теплопроизводительность котла, ккал/ч.

При сравнении результатов расчета КПД брутто котла по прямому и обратному балансам расхождение не должно превышать точность определения КПД в условиях проведения теплотехнических испытаний по второй категории сложности (1,5—2 %).

Теплопроизводительность котла, Гкал/ч, подсчитывают по формулам:

— для парового котла

$$Q_k = [D_{\text{п.п}} (i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}}) + D_{\text{н.п}} (i_{\text{н.п}} - i_{\text{п.в}})] \cdot 10^{-3}; \quad (3.27)$$

— для водогрейного котла

$$Q_k = G_v (t''_v - t'_v) \cdot 10^{-6}. \quad (3.28)$$

Расход топлива B , м³/ч (кг/ч), определяют по формулам:

— для парового котла

$$B = \frac{D_{\text{п.п}} (i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}}) + D_{\text{н.п}} (i_{\text{н.п}} - i_{\text{п.в}}) - G_{\text{пр}} (i_{\text{к.в}} - i_{\text{н.в}})}{Q_{\text{н}} \eta_k} \cdot 100; \quad (3.29)$$

— для водогрейного котла

$$B = \frac{G_b (t''_b - t'_b)}{Q_b \eta_k} \cdot 100. \quad (3.30)$$

Удельный расход топлива на 1 Гкал выработанной котлом теплоты b_n , $\text{м}^3/\text{Гкал}$ ($\text{кг}/\text{Гкал}$),

$$b_n = \frac{10^6}{Q_n \eta_k} \cdot 100. \quad (3.31)$$

Удельный расход условного топлива на 1 Гкал, выработанной котлом теплоты, $\text{кг}/\text{Гкал}$,

$$b_y = \frac{10^6}{7000 \eta_k} \cdot 100. \quad (3.32)$$

Удельные расходы электроэнергии, $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{Гкал}$:
— на тягу

$$\mathcal{E}_d = N_d / Q_k; \quad (3.33)$$

— на дутье

$$\mathcal{E}_b = N_b / Q_k, \quad (3.34)$$

где N_d и N_b — мощность, потребляемая электродвигателями дымососа и дутьевого вентилятора котла, кВт .

Для оптимального сжигания топлива необходимо, чтобы поступающий объем воздуха обеспечивал минимальные потери теплоты. В идеальном случае объем воздуха для полного сгорания топлива можно определить по формуле горения составляющих топлива в стехиометрических условиях:

$$\begin{aligned} V_{b, \tau} = & 4,76 (0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 + 2\text{CH}_4 + 3,5\text{C}_2\text{H}_6 + 5\text{C}_3\text{H}_8 + \\ & + 6,5\text{C}_4\text{H}_{10} + 8\text{C}_5\text{H}_{12} + 3\text{C}_2\text{H}_4 + 4,5\text{C}_3\text{H}_6 + 6\text{C}_4\text{H}_8 + \\ & + 7,5\text{C}_5\text{H}_{10} + 1,5\text{H}_2\text{S} - \text{O}_2) / 100, \end{aligned} \quad (3.35)$$

где $V_{b, \tau}$ — теоретический объем воздуха для полного сгорания 1 м^3 газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$; CO, H_2 и т. д. — содержание отдельных компонентов в топливе, %.

Практическая невозможность получить стехиометрические условия горения, что обусловлено несовершенством процесса смешения топлива с воздухом, приводит к необходимости расхода воздуха для полного сгорания топлива в количестве, превышающем теоретическое.

Отношение действительного расхода воздуха к теоретически необходимому определяется коэффициентом расхода воздуха

Значения коэффициентов h и α

Содержание продуктов сгорания, %			h	α
CO ₂	O ₂	N ₂		
11,8	0,0	88,2	1,00	1,00
11,6	0,4	88,0	1,02	1,02
11,4	0,7	87,9	1,03	1,03
11,2	1,1	87,7	1,05	1,05
11,0	1,4	87,6	1,07	1,06
10,8	1,8	87,4	1,09	1,08
10,6	2,1	87,3	1,11	1,10
10,4	2,5	87,1	1,13	1,12
10,2	2,8	87,0	1,15	1,14
10,0	3,2	86,8	1,18	1,16
9,8	3,6	86,6	1,20	1,18
9,6	3,9	86,5	1,23	1,20
9,4	4,2	86,4	1,25	1,22
9,2	4,6	86,2	1,28	1,25
9,0	5,0	86,0	1,31	1,28
8,8	5,3	85,9	1,34	1,30
8,6	5,7	85,7	1,37	1,33
8,4	6,1	85,5	1,40	1,36
8,2	6,4	85,4	1,44	1,40
8,0	6,8	85,2	1,47	1,43
7,8	7,1	85,1	1,51	1,46
7,6	7,5	84,9	1,55	1,50
7,4	7,8	84,8	1,59	1,53
7,2	8,2	84,6	1,64	1,57
7,0	8,5	84,5	1,68	1,61
6,8	8,9	84,3	1,73	1,66
6,6	9,2	84,2	1,79	1,71
6,4	9,6	84,0	1,85	1,76
6,2	10,0	83,8	1,90	1,82
6,0	10,3	83,7	1,96	1,87
5,8	10,7	83,5	2,03	1,94
5,6	11,0	83,4	2,11	2,00

$$\alpha = V_{в.д.}/V_{в.т.} = (V_{в.т.} + V_{в.н.})/V_{в.т.}, \quad (3.36)$$

где $V_{в.д.}$ и $V_{в.н.}$ — действительный и избыточный расход воздуха, м³/м³.

Коэффициент расхода воздуха может быть подсчитан и по составу продуктов сгорания

$$\alpha = N_2/[N_2 - 3,76(O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)]. \quad (3.37)$$

Между коэффициентами α и h существует определенная зависимость:

$$\alpha = (V_{\text{в.т}} + V_{\text{в.и}}) / V_{\text{в.т}}; \quad h = (V_{\text{сг.т}} + V_{\text{в.и}}) / V_{\text{сг.т}};$$

$$\begin{aligned} V_{\text{в.и}} &= V_{\text{в.т}} (\alpha - 1); \quad V_{\text{в.и}} = V_{\text{сг.т}} (h - 1); \\ V_{\text{в.т}} (\alpha - 1) &= V_{\text{сг.т}} (h - 1); \end{aligned} \quad (3.38)$$

$$\alpha = (V_{\text{сг.т}} / V_{\text{в.т}}) (h - 1) + 1; \quad (3.39)$$

$$\alpha = J (h - 1) + 1, \quad (3.40)$$

где $V_{\text{сг.т}}$ — теоретический расход воздуха в сухих продуктах сгорания, $\text{м}^3/\text{м}^3$; J — отношение теоретических объемов сухих продуктов сгорания и воздуха при полном сгорании топлива ($J=0,90$ — природный газ; $J=0,92$ — сжиженный газ; $J=0,92$ — нефтезаводской газ; $J=0,90$ — коксовый газ; $J=2,00$ — доменный газ; $J=0,95$ — мазут).

Значения h и α в зависимости от состава продуктов полного сгорания природного газа приведены в табл. 3.5.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ КОТЛАМИ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНЫХ НОРМ РАСХОДА ТОПЛИВА

Согласно инструкции ЦСУ СССР нормы расхода топлива устанавливаются на теплоэнергию, отпущенную котельной. Как известно, она меньше выработанной $Q_{\text{выр}}$ на затраты теплоэнергии на собственные нужды котельной $Q_{\text{с.н.}}$:

$$Q_{\text{отп}} = Q_{\text{выр}} - Q_{\text{с.н.}} \quad (4.1)$$

Отпущенная теплоэнергия расходуется на покрытие тепловых нагрузок потребителей $Q_{\text{потр}}$ и потери в тепловых сетях $Q_{\text{т.с.}}$:

$$Q_{\text{отп}} = Q_{\text{потр}} + Q_{\text{т.с.}} \quad (4.2)$$

Тепловые нагрузки потребителей включают в себя затраты тепловой энергии на отопление Q_o , вентиляцию Q_v , горячее водоснабжение $Q_{г.в.}$, технологические нужды $Q_{\text{техн.}}$:

$$Q_{\text{потр}} = Q_o + Q_v + Q_{г.в.} + Q_{\text{техн.}} \quad (4.3)$$

Затраты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения могут быть определены по Методическим указаниям [6] и соответствующим главам СНиП или по данным, представленным заказчиком. Расход тепловой энергии на технологические нужды определяется технической характеристикой агрегатов, потребляющих теплоэнергию, и продолжительностью их работы.

Потери теплоты в наружных тепловых сетях зависят от протяженности и диаметра этих сетей, типа и состояния теплоизоляции, состояния грунтов, условий эксплуатации и складываются из потерь, обусловленных утечкой теплоносителя и охлаждением теплопровода окружающей средой. Потери теплоты в сетях могут быть определены в результате проведения соответ-

ствующих испытаний или рассчитаны по нормативным потерям, приведенным в работе [6].

Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной зависит от состава и характеристики оборудования котельной, от вида сжигаемого топлива и включает в себя затраты на выпар от деаэратора; опробование, поддержание в резерве и работу паровых насосов; утечки и конденсацию пара в трубопроводах и баках котельной; обдувку поверхностей нагрева котла; нужды химводоподготовки; нагрев воды, удаляемой из котла с продувкой; растопку, поддержание котлов в горячем резерве и др.

Расход тепловой энергии (пара) на собственные нужды по видам потребления может быть определен по данным, приведенным в работе [6]. Так, затраты тепловой энергии на собственные нужды котельной выражаются через коэффициент $K_{с.н.}$, представляющий собой отношение расхода тепловой энергии (пара) на собственные нужды котельной к количеству теплоты (пара), выработанному котлами:

$$Q_{отп} = Q_{выр} [1 - (K_{с.н.}/100)]. \quad (4.4)$$

Для котельных, работающих на природном газе, расход тепловой энергии на собственные нужды составляет, %: 0,5 — для маломощных котельных, оборудованных водогрейными котлами, и 3 — для котельных с паровыми котлами при непрерывных продувке и деаэрации.

Таким образом, тепловая энергия, вырабатываемая котлами, должна обеспечить следующие затраты:

$$Q_{выр} = Q_0 + Q_v + Q_{г.в} + Q_{техн} + Q_{т.с} + Q_{с.н.} \quad (4.5)$$

Выработку теплоэнергии следует распределить между котлами так, чтобы расход топлива был минимально возможным. Распределение нагрузки между котлами от минимальной до максимальной осуществимо при наличии двух и более котлов, если схема котельной и эксплуатационные условия позволяют вырабатывать необходимое количество теплоэнергии различными котлами.

Описанные в технической литературе методы рационального распределения нагрузки между котлами не всегда приводят к оптимальному результату. Так, метод равенства относительных приростов расхода топлива не

Зависимость КПД котла, расхода газа и прироста расхода газа от паропроизводительности котлов

Паропроизводи- тельность, т/ч	КПД котлов, %	Расход газа, м ³ /ч	Относительный прирост расхода газа, м ³ /т
<i>Котел 1</i>			
5	90,00	388,9	—
6	90,00	466,7	77,8
7	89,90	545,1	78,4
8	89,70	624,3	79,2
<i>Котел 2</i>			
5	87,00	402,3	—
6	87,48	480,1	77,8
7	87,74	558,5	78,4
8	87,82	637,7	79,2
<i>Котел 3</i>			
5	89,00	393,3	—
6	88,85	472,7	79,4
7	88,70	552,4	79,7
8	88,40	633,55	81,1

позволяет получить наименьший удельный расход его. Согласно этому методу минимальный суммарный расход топлива имеет место, когда работающие котлы несут нагрузку, при которой относительные приросты расхода топлива на каждом котле были бы равны:

$$\frac{\Delta B_1}{\Delta Q_1} = \frac{\Delta B_2}{\Delta Q_2} = \frac{\Delta B_3}{\Delta Q_3} = \dots = \frac{\Delta B_n}{\Delta Q_n}, \quad (4.6)$$

где $\Delta B_1, \Delta B_2, \Delta B_3, \dots, \Delta B_n$ — приросты расхода топлива на отдельных котлах; $\Delta Q_1, \Delta Q_2, \Delta Q_3, \dots, \Delta Q_n$ — приросты производительности отдельных котлов.

Приросты расхода топлива и производительности определяются при обработке расходных характеристик каждого котла: $B = f(Q)$, полученных в результате теплотехнических испытаний.

В качестве примера рассмотрим котельную с тремя паровыми котлами.

Расход газа B , КПД котлов $\eta_{\text{кп}}$ при заданной паропроизводительности, относительные приросты расхода газа на увеличение паропроизводительности на 1 т/ч приведены в табл. 4.1, а их зависимость представлена в виде графиков (рис. 4.1).

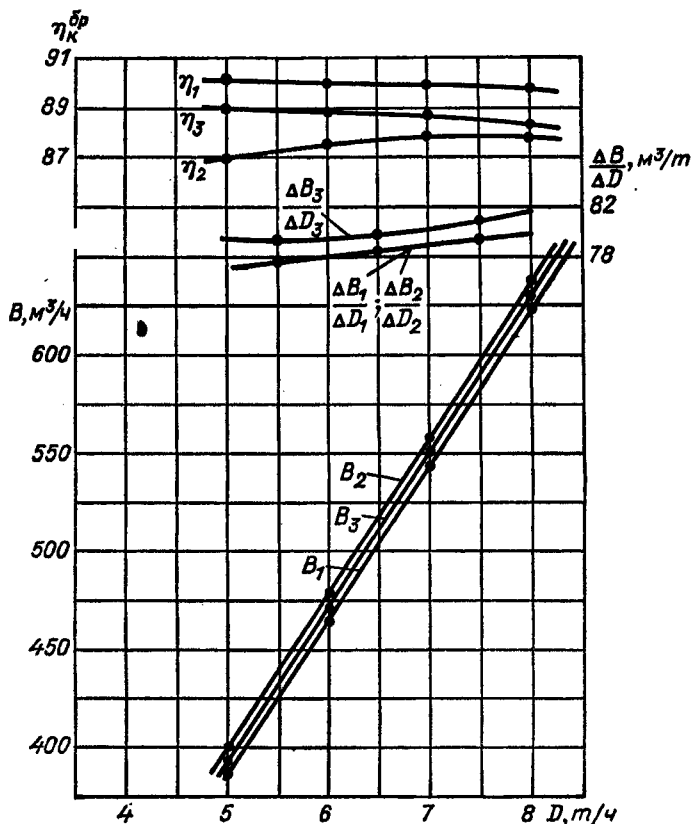


Рис. 4.1. Зависимость расхода газа, относительного прироста расхода газа и КПД котлов от их паропроизводительности.

Указанные параметры могут быть вычислены по формуле

$$B = D \Delta i / (Q_n \eta_k^{\delta p}), \quad (4.7)$$

где $\Delta i = 560$ ккал/кг — разность теплосодержаний пара и питательной воды; $Q_n = 8000$ ккал/м³ — теплота сгорания газа.

Из приведенных данных видно, что при производительности котлов от 10 до 16 т/ч наиболее экономична работа на котлах 1 и 3, тогда как по методу равенства относительных приростов расхода топлива должны работать котлы 1 и 2.

Легко убедиться, что выполнение рассмотренных в литературе рекомендаций о распределении общей нагрузки котельной поровну между работающими котлами с одинаковыми расходными характеристиками или загрузке в первую очередь котлов, имеющих меньший наклон расходной характеристики, также не всегда дает минимальный удельный расход топлива, т. е. не обеспечивает рационального распределения нагрузки между котлами.

Отрицательные результаты при применении рассмотренных методов распределения нагрузки получены вследствие того, что не учитывался расход газа каждым котлом в отдельности. В связи с этим республиканским производственным управлением газового хозяйства «Орггаз» был предложен и опробован метод распределения нагрузки по максимальному средневзвешенному КПД работающих котлов. Опыт показал достаточную точность и простоту предложенного метода, суть которого заключается в следующем. Первым включается в работу котел с максимальным КПД на минимальной производительности. При необходимости включения двух и более котлов рассматриваются возможные варианты распределения между ними заданной нагрузки котельной и по каждому варианту рассчитывается средневзвешенный КПД брутто котлов по формуле

$$\bar{\eta} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \eta_i Q_i}{\sum_{i=1}^{i=n} Q_i}; \quad \sum_{i=1}^{i=n} Q_i = Q_{\text{выр}}, \quad (4.8)$$

где η_i — КПД брутто i -го котла; Q_i — производительность i -го котла.

Вариант, при котором средневзвешенный КПД брутто котлов имеет максимальное значение, принимается за оптимальный для заданной нагрузки котельной. Аналогичная операция выполняется для других значений нагрузки котельной.

Если отдельные котлы испытывались при значительно различающихся температурах дутьевого воздуха, необходимо перед распределением нагрузки КПД брутто котлов привести к одной температуре: $+20^\circ\text{C}$. Для этого пересчитывают потери теплоты с уходящими газами, %:

$$q_{2\text{пр}} = q_2 \frac{t_{yx} - 20}{t_{yx} - t_b}, \quad (4.9)$$

где q_2 — потери теплоты с уходящими газами, полученные при испытаниях, %; t_{yx} — температура уходящих газов при испытаниях, °С; t_b — температура дутьевого холодного воздуха при испытаниях, °С.

В случае, когда в эксплуатации одновременно находятся котлы с разной продувкой или паровые и водогрейные, при распределении нагрузки необходимо принимать КПД паровых котлов уменьшенным на потери теплоты с продувочной водой, %: при периодической продувке на 1; при непрерывной продувке, равной 5 %, на 0,35; при непрерывной продувке, равной 10 %, на 0,7.

Таблица 4.2

Оптимальное распределение нагрузки между котлами

Производительность котлов, Гкал/ч (т/ч)				Средневзвешенный КПД, %
Общая	Котла 1	Котла 2	Котла 3	
(5)	(5)	—	—	90
(11)	(6)	—	(5)	89,54
(20)	(6)	(8)	(6)	88,78

Результаты оптимального распределения нагрузки между котлами представляют в табличной форме (табл. 4.2). По данным табл. 4.2 и результатам теплотехнических испытаний составляют карту распределения нагрузки (табл. 4.3), использование которой упрощает действия эксплуатационного персонала при распределении нагрузки. По указанной карте можно определять для заданной нагрузки котельной или заданного расхода газа его давление перед горелками каждого работающего котла.

Таблица 4.3

Карта распределения нагрузки между котлами

Температура наружного воздуха, °С	Расход газа, м³/ч	Давление газа перед горелками, кгс/м²			Производительность котельной, Гкал/ч (т/ч)
		Котел 1	Котел 2	Котел 3	
+15	388,9	90	—	—	(5)
—7	860,0	125	—	95	(11)
—15	1577,1	125	230	135	(20)

Таким образом, имеется возможность без дополнительных расчетов оперативно и рационально распределять между котлами нагрузку котельной, определяемую выделенным лимитом на потребление газа.

При выполнении работ по распределению нагрузки возможны отступления от оптимальных вариантов, рассчитанных по существующим методам. Это может быть вызвано нецелесообразностью частых остановок или пусков котлов из-за дополнительного расхода топлива на розжиг, особенностями схемы котельной и другими местными эксплуатационными условиями.

Расход газа на котельную, $\text{м}^3/\text{ч}$,

$$B = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i / (Q_n \bar{\eta}) = Q_{\text{выр}} / (Q_n \bar{\eta}). \quad (4.10)$$

Средневзвешенный КПД нетто котельной, %,

$$\bar{\eta}_{\text{кот}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} Q_i - Q_{\text{с.в}}}{B Q_n} = \frac{Q_{\text{отп}}}{B Q_n} = \frac{Q_{\text{выр}} (1 - K_{\text{с.в}}/100)}{B Q_n}; \quad (4.11)$$

$$\bar{\eta}_{\text{кот}} = \bar{\eta} (1 - K_{\text{с.в}}/100), \quad (4.12)$$

где $K_{\text{с.в}}$ — коэффициент расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной, %.

КПД нетто котельной учитывает затраты тепловой энергии (пара) на собственные нужды котельной. Чем меньше эти затраты, тем выше при прочих равных условиях КПД нетто котельной.

Удельный расход газа на выработанную тепловую энергию, $\text{м}^3/\text{Гкал}$,

$$b_{\text{выр}} = B / Q_{\text{выр}} = 10^8 / (Q_n \bar{\eta}). \quad (4.13)$$

Удельный расход условного топлива, $\text{кг}/\text{Гкал}$, на выработанную тепловую энергию

$$b_{\text{выр}}^{\text{у}} = 10^8 / (7000 \bar{\eta}). \quad (4.14)$$

Удельный расход газа, $\text{м}^3/\text{Гкал}$, на отпущенную тепловую энергию

$$b_{\text{отп}} = 10^8 / (Q_n \bar{\eta}_{\text{кот}}). \quad (4.15)$$

Удельный расход условного топлива, $\text{кг}/\text{Гкал}$, на отпущенную тепловую энергию

$$b_{\text{отп}}^{\text{у}} = 10^8 / (7000 \bar{\eta}_{\text{кот}}). \quad (4.16)$$

ВРЕДНЫЕ ВЫБРОСЫ ПРИ СЖИГАНИИ ГАЗА В ТОПКАХ КОТЛОВ. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОКИСЛОВ АЗОТА

В процессе сжигания газа в топке котла образуются продукты сгорания, содержащие наряду с углекислым газом, кислородом, окисью углерода окислы азота, серы и канцерогенные вещества — бенз(а)пирены. Но в основном токсичность продуктов сгорания определяется окислами азота. Поэтому в настоящее время внимание сосредоточено главным образом на снижении выбросов в атмосферу окислов азота.

В условиях высоких температур азот вступает в реакцию с кислородом, образуя окись азота NO (основная доля), азотистый ангидрид N_2O_3 , закись азота N_2O , двуокиси азота NO_2 и N_2O_4 , азотный ангидрид N_2O_5 , которые в общем виде записываются NO_x . При этом присутствие азота в топливе необязательно. Количество окислов азота в продуктах сгорания определяется температурой в зоне горения, избытком воздуха и временем пребывания газозвоздушной смеси в зоне максимальных температур.

Из технических методов снижения содержания окислов азота в продуктах горения известны следующие:

- регулирование температуры пламени посредством размещения в топке дополнительных поверхностей нагрева, интенсивно отводящих теплоту (установка экранов);

- двухступенчатое сжигание, когда часть горелок работает с избытком воздуха ($\alpha > 1$), а часть с недостатком его ($\alpha < 1$) при суммарном $\alpha = 1,05 \div 1,07$. Другой вариант двухступенчатого сжигания — работа всех горелок с $\alpha < 1$ и с подачей в топку недостающей части воздуха для дожигания несгоревших компонентов через неработающие горелки или специальные устройства. Двухступенчатое сжигание может быть осуществлено также при использовании горелок с акустическим эффектом воздействия на корень факела;

- рециркуляция охлажденных продуктов сгорания в топку через воздушный тракт горелки или непосредственно к корню факела;

- добавка в газозвоздушную смесь веществ, вызывающих повышение светимости факела, но не приводящих к выделению дополнительных количеств теплоты;

- впрыск воды или пара в топку.

Однако перечисленные методы дают эффект только на энергетических котлах большой производительности. Для котлов малой и средней производительности практически снизить содержание окислов азота в продуктах сгорания можно за счет организации процесса горения с $\alpha \approx 1$ или $\alpha > 1,3$. В первом случае уменьшается

ПДК вредных веществ в воздухе, мг/м³, на уровне дыхания человека

Токсогены	Максимальная разовая	Максимальная среднесуточная
Оксись углерода CO	3	1
Сернистый ангидрид SO ₂	0,5	0,15
Сероводород H ₂ S	0,008	0,008
Двуокись азота NO ₂ (N ₂ O ₄)	0,085	0,085
Сажа (копоть)	0,15	0,05

Примечания. 1. ПДК утверждены Главным санитарно-эпидемиологическим управлением Минздрава СССР. 2. Для определения максимальной разовой концентрации ПДК отбор пробы воздуха производится в течение 20 мин, среднесуточной — в течение суток.

количество азота и кислорода, вступающих в реакцию, а во втором увеличение подачи воздуха снижает температуру в зоне горения.

Санитарное состояние окружающей среды оценивается содержанием в воздухе вредных веществ. Предельно допустимой является такая концентрация химического соединения, которая при ежедневном воздействии на организм человека не вызывает каких-либо патологических изменений или заболеваний, обнаруживаемых современными методами исследования (табл. 5.1).

Для определения содержания окислов азота в продуктах сгорания разработан ряд методов, из которых наиболее распространены линейно-колористический и жидкостные колориметрические.

Линейно-колористический метод основан на реакции двуокиси азота с индикаторным порошком. Концентрация двуокиси азота пропорциональна длине столбика индикаторного порошка, изменившего окраску. Чтобы определять содержание окиси азота NO, пробу предварительно пропускают через окислительную трубку, а затем через индикаторную. Этот метод реализован в газоанализаторах типа УГ-2 и газоопределителях типа ГХ-4.

Газоанализатор УГ-2. Предназначен для определения содержания газов в воздухе производственных помещений. Исследуемый газ прокачивают через прибор при помощи газозаборного устройства. В качестве индикаторного порошка используют силикагель, пропитанный спиртовым раствором о-дианизида, подкисленным уксусной кислотой. Окислительным порошком служит силикагель, обработанный 5 %-ным раствором перманганата калия, подкисленного ортофосфорной кислотой. Окислительные, индикаторные и поглотительные порошки приготавливают из набора реактивов, которыми укомплектован прибор.

Двуокись азота, сумма окиси и двуокиси азота определяются в пределах концентраций от 0 до 0,2 г/м³. Продолжительность определения этих компонентов в пределах от 0 до 0,05 г/м³ составляет 7 мин при объеме пробы 325 мл; от 0 до 0,2 г/м³ — 5 мин при объеме пробы 150 мл.

Погрешность прибора УГ-2 по паспортным данным $\pm 10\%$ от верхнего предела каждой шкалы газоанализатора при темпера-

туре исследуемого воздуха 10—30 °С и давлении 740—780 мм рт. ст. При определении окислов азота в продуктах сгорания относительная погрешность возрастает до $\pm (30-35) \%$. Присутствие в пробе газа сернистых соединений искажает достоверность результатов.

Газоопределитель ГХ-4. Предназначен для быстрого определения содержания в воздухе окиси углерода, сернистого газа, сероводорода и окислов азота (NO и NO_2). Принцип действия прибора основан на цветной реакции между анализируемым газом и соответствующим реактивом, нанесенным на силикагель. Длина окрашенного слоя пропорциональна концентрации определяемого газа. Применяв соответствующие индикаторные трубки, можно определить следующие газы (пределы измерений, мг/л): CO (0—0,25), H_2S (0—0,1), SO_2 (0—0,2), $\text{NO} + \text{NO}_2$ (0—0,16).

Индикаторные трубки изготавливают из стекла, они имеют длину 125, наружный диаметр 7 мм. Их заполняют в заводских условиях индикаторным порошком и запаивают с двух сторон. Перед отбором пробы концы трубки отламывают. На поверхности трубок нанесены: формула определяемого вещества, маркировочные кольца с указанием концентрации и стрелка, показывающая направление движения анализируемой пробы через трубку. Срок годности индикаторных трубок — 15 мес со дня изготовления.

Определение окислов азота основано на окислении ее до двуокиси и последующем ее взаимодействии с иодистым калием. В верхней части трубки находится слой окислителя, окрашенный в темно-фиолетовый цвет. В качестве окислителя используют силикагель, обработанный раствором перманганата калия в кислой среде. Другую часть трубки заполняют индикаторным порошком, обработанным смесью иодистого калия и крахмала; выделяющийся в ходе реакции иод окрашивает индикаторный порошок в присутствии крахмала в синий цвет.

Погрешность измерений согласно паспортным данным на прибор составляет $\pm 25 \%$. При определении содержания окислов азота в продуктах сгорания погрешность возрастает за счет необходимости многократного разбавления пробы воздухом.

Колориметрические методы определения окислов азота основаны на использовании реакций окисления окиси азота до двуокиси, поглощения ее индикаторным реактивом и последующем измерении интенсивности образовавшегося красителя при помощи фотоэлектrokолориметра или искусственной стандартной шкалы.

Существует много колориметрических методов, различающихся между собой рецептами применяемых реактивов. Наиболее часто используют индикаторные реактивы Грисса — Илосвая и Зальцмана, обеспечивающие высокую чувствительность. Тем не менее колориметрические методы определения окислов азота достаточно сложны, длительны и трудоемки.

«Эвдиометр-1». Этот прибор применяют для определения окислов азота в продуктах сгорания. Он разработан в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского (ЭНИН) под руководством А. А. Авдеевой. Принцип действия его основан на поглощении индикаторным реактивом Грисса — Илосвая двуокиси азота из пробы анализируемого газа с последующим измерением интенсивности окраски образовавшегося азокрасителя. В качестве окислителя применяют 2 %-ный раствор перманганата калия в 15 %-ном растворе ортофосфорной кислоты. Отличие прибора от аналогов

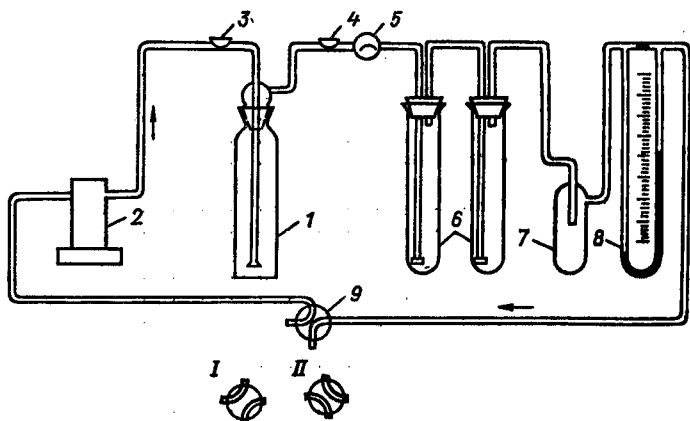


Рис. 5.1. Принципиальная схема «Эвдиометра-1».

1 — окислительный сосуд; 2 — микрокомпрессор; 3, 4 — дозаторы; 5 — трехходовой кран; 6 — поглотительные сосуды; 7 — ловушка; 8 — реометр; 9 — кран. I—II — положения крана 9; I — работа по разомкнутой схеме, II — работа по замкнутой схеме.

заключается в том, что прохождение пробы по системе осуществляется с применением газа-носителя, в качестве которого применяют воздух помещения, не загрязненный окислами азота.

Принципиальная схема прибора «Эвдиометр-1» представлена на рис. 5.1. Прибор может работать по двум схемам: замкнутой или разомкнутой, что достигается изменением положения пробки четырехходового крана. При загрязнении воздуха помещения окислами азота рекомендуется работать по замкнутой схеме (положение II). В этом случае можно определить только суммарную концентрацию NO и NO₂. При разомкнутой схеме можно проводить как суммарное, так и раздельное определение NO и NO₂ в продуктах сгорания.

Порядок проведения анализа на приборе следующий. Определяют суммарную концентрацию окислов азота NO и NO₂, для чего анализируемую пробу вводят в поток газа-носителя через дозатор 3 при помощи медицинского шприца. Газ-носитель микрокомпрессором 2 непрерывно прокачивается через систему прибора. Окись азота при прохождении через сосуд 1, заполненный окислителем, окисляется до двуокиси. Проходя через поглотительные сосуды 6, двуокись вступает в реакцию с индикатором и образует азокраситель. По интенсивности окраски азокрасителя, измеряемой фотоколориметром, определяется суммарная концентрация окислов азота.

Затем кран 9 устанавливается в положение I — разомкнутая схема. В поток воздуха через дозатор 4 вводят пробу анализируемого газа, минуя окислительный сосуд 1. При этом определяют только концентрацию двуокиси азота. Содержание окиси азота вычисляют по разности суммарной концентрации окислов азота и концентрации двуокиси азота. Расход газа-носителя контролируется реометром 8.

Техническая характеристика «Эвднометра-1»

Относительная погрешность измерения, %	± 5
Чувствительность, мг/м ³ :	
на разомкнутой схеме	1,2 · 10 ⁻³
на замкнутой схеме	2,5
Верхний предел измерения	Не ограничен
Температура анализируемого газа и окружающей среды, °С	+ 10 — + 40
Время анализа, мин	10
Объем пробы, см ³ :	
на разомкнутой схеме	Не ограничен
на замкнутой схеме	до 20
Масса (без фотоэлектродориметра), кг	2
Питание прибора от сети переменного тока с напряжением, В	220
Потребляемая мощность, Вт:	
микрокомпрессора	7
фотоэлектродориметра	500
Допустимое присутствие в анализируемом газе, об. %, до:	
Н ₂ , СО, СН	10
СО ₂	20
окислов серы	1

ГЛАВА 6

ИСПЫТАНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОДЯНЫХ ЭКОНОМАЙЗЕРОВ

В водяных экономайзерах (теплообменниках) нагрев питательной воды перед поступлением ее в котел происходит за счет дымовых газов. Полезно использованная часть их теплоты уменьшает расход топлива на котел и тем самым повышает КПД котла в целом.

Следует различать два варианта включения в работу экономайзеров: первый, когда вода нагревается перед поступлением в котел; и второй, когда вода, нагреваемая в экономайзере, установленном в газоходе котла, не используется в котле, а предназначается для нужд теплофикации. Во втором случае использование теплоты продуктов сгорания не влияет на КПД котла.

Испытания экономайзеров могут проводиться одновременно с теплотехническими испытаниями котла или отдельно. При испытаниях экономайзера определяют его теплопроизводительность, КПД, коэффициент теплопередачи от газа воде и влияние на экономичность работы котла, а также производительность котла, параметры пара (горячей воды), вырабатываемого котлом, расход воды (1), температуру питательной воды до и после экономайзера (2, 4), давление питательной воды до и после экономайзера (3, 5), температуру продуктов сгорания перед экономайзером и за ним (6, 7), состав продуктов сгорания перед экономайзером и за ним (8, 9), разрежение перед экономайзером и за ним (10, 11), расход топлива на котел (рис. 6.1).

В ходе испытаний процесс горения топлива должен происходить без химической неполноты сгорания. Присосы воздуха в экономайзер подсчитывают по разности коэффициентов расхода воздуха за экономайзером $\alpha''_{\text{ЭК}}$ и перед ним $\alpha'_{\text{ЭК}}$:

$$\Delta\alpha_{\text{ЭК}} = \alpha''_{\text{ЭК}} - \alpha'_{\text{ЭК}}. \quad (6.1)$$

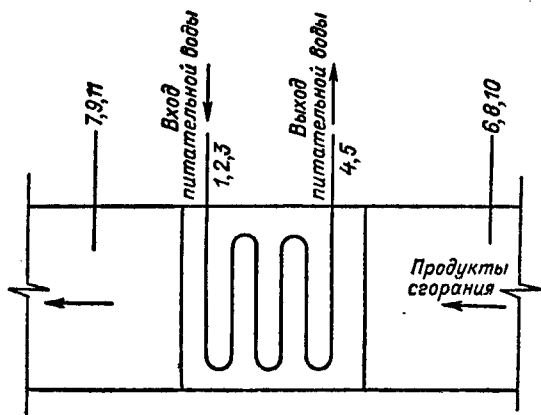


Рис. 6.1. Схема измерений при теплотехнических испытаниях поверхностного экономайзера.
1 — 11 — точки измерения.

Сопротивление экономайзера определяется как разность разрежения за экономайзером $S''_{\text{эк}}$ и перед ним $S'_{\text{эк}}$:

$$\Delta S_{\text{эк}} = S''_{\text{эк}} - S'_{\text{эк}}. \quad (6.2)$$

Теплопроизводительность экономайзера, ккал/ч,

$$Q_{\text{эк}} = G_{\text{п.в}} (t''_{\text{п.в}} - t'_{\text{п.в}}), \quad (6.3)$$

где $G_{\text{п.в}}$ — расход питательной воды через экономайзер, кг/ч; $t''_{\text{п.в}}$ и $t'_{\text{п.в}}$ — температура питательной воды на выходе из экономайзера и на входе в него, °С.

Прирост КПД котла за счет работы экономайзера, %,

$$\Delta \eta_{\text{к}} = \eta_{\text{к}} - \eta'_{\text{к}}, \quad (6.4)$$

где $\eta_{\text{к}}$ и $\eta'_{\text{к}}$ — КПД брутто котла, определенные по составу и температуре продуктов сгорания за экономайзером и перед экономайзером, %.

КПД котла рассчитывают по обратному балансу по методике, предложенной профессором М. Б. Равичем (см. гл. 3).

КПД экономайзера определяют из соотношения, %,

$$\eta_{\text{эк}} = \frac{\Delta \eta_{\text{к}} \cdot 0,01 \cdot Q_{\text{н}}}{a q_2' \cdot 0,01 \cdot Q_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{\Delta \eta_{\text{к}}}{a q_2'} \cdot 100, \quad (6.5)$$

где a — относительный объем продуктов сгорания, проходящих через экономайзер; q_2 — потери теплоты с уходящими газами, %, рассчитанные по составу и температуре продуктов сгорания перед экономайзером.

В случае «некипящего» экономайзера, из которого вода поступает в котел, полученная экономия топлива составит, %,

$$\Delta B = \frac{t''_{п.в} - t'_{п.в}}{t_{к.в} - t'_{п.в}} \cdot 100, \quad (6.6)$$

где $t_{к.в}$ — температура котловой воды, °С, равная температуре насыщения при давлении в барабане котла.

Коэффициент теплопередачи, ккал/(м²·°С),

$$K = Q_{эк} / (\Delta t_{л} H), \quad (6.7)$$

где H — площадь поверхности нагрева экономайзера со стороны продуктов сгорания, м²; $\Delta t_{л}$ — среднелогарифмический температурный напор, °С:

$$\Delta t_{л} = \frac{(t'_{эк} - t''_{п.в}) - (t'_{эк} - t'_{п.в})}{2,31 \lg [(t'_{эк} - t''_{п.в}) / (t'_{эк} - t'_{п.в})]}, \quad (6.8)$$

где $t'_{эк}$ и $t''_{эк}$ — температура продуктов сгорания перед экономайзером и за ним, °С.

Расчетный коэффициент теплопередачи сравнивается с нормативным K_n , определенным по графику (рис. 6.2) без учета поправки на температуру в зависи-

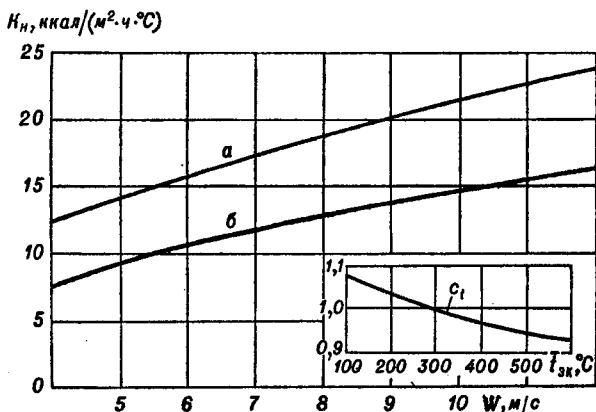


Рис. 6.2. Графики для определения коэффициента теплопередачи чугунных ребристых водяных экономайзеров.

a — экономайзер ВТИ; b — экономайзер ЦККБ.

мости от скорости продуктов горения:

$$W_{\text{ЭК}} = V_{\text{п.с}} / (3600 F_{\text{ЭК}}), \quad (6.9)$$

где $W_{\text{ЭК}}$ — скорость продуктов сгорания, м/с; $F_{\text{ЭК}}$ — живое сечение для прохода продуктов сгорания, м²; $V_{\text{п.с}}$ — объем продуктов сгорания при среднем значении коэффициента расхода воздуха $\bar{\alpha}_{\text{ЭК}}$, м³/ч:

$$\bar{\alpha}_{\text{ЭК}} = (\alpha'_{\text{ЭК}} + \alpha''_{\text{ЭК}}) / 2; \quad (6.10)$$

$$V_{\text{п.с}} = B (1 + V_{\text{в.т}} \bar{\alpha}_{\text{ЭК}}) [(\bar{t}_{\text{ЭК}} + 293) / 273], \quad (6.11)$$

где B — расход топлива, м³/ч; $V_{\text{в.т}}$ — теоретический расход воздуха, необходимый для сжигания 1 м³ газа, м³/м³.

По графику (рис. 6.2) находят поправку на температуру C_t к коэффициенту теплопередачи в зависимости от средней температуры продуктов сгорания, °С:

$$\bar{t}_{\text{ЭК}} = (t'_{\text{ЭК}} + t''_{\text{ЭК}}) / 2. \quad (6.12)$$

Нормативный коэффициент теплопередачи

$$K_{\text{норм}} = K_n C_t. \quad (6.13)$$

Полученные результаты испытаний анализируют. При превышении допустимых присосов воздуха принимают меры по устранению неплотностей. Если полученное в опытах сопротивление экономайзера превышает допустимое, необходимо очистить наружную поверхность нагрева. Кроме того, необходимо принять меры к очистке наружных и внутренних поверхностей нагрева экономайзера в случае заниженного коэффициента теплопередачи. Данные, полученные в ходе испытаний, вносятся в сводную таблицу (см. прил. 19).

ИСПЫТАНИЯ ТЯГОДУТЬЕВЫХ УСТАНОВОК И ГАЗОВОЗДУШНЫХ ТРАКТОВ

7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Тягодутьевые установки испытывают в случае ограничения производительности котла из-за недостаточности тяги или подачи воздуха на горение и при значительном превышении установленных удельных норм расхода электроэнергии на тягу и дутье. Насколько важно обеспечить экономичную работу тягодутьевых установок видно из того, что они потребляют около 30 % всей электроэнергии, затрачиваемой на собственные нужды котельной.

Каждый котел производительностью свыше 1 Гкал/ч должен оборудоваться индивидуальными дымососами и дутьевыми вентиляторами. В котельных с котлами производительностью до 1 Гкал/ч допускается установка двух дымососов и двух дутьевых вентиляторов на группу котлов.

Основными параметрами тягодутьевых машин являются подача и напор. Напор (или разрежение) определяется разностью полных давлений в выходном и входном патрубках машины.

Графическая зависимость полного давления H , мощности на валу N и КПД η от подачи Q при данной частоте вращения и плотности перемещаемой среды называется характеристикой дутьевого вентилятора (дымососа). Заводы-изготовители дают расчетные характеристики машин (при давлении 760 мм рт. ст. и температуре 200 °С для дымососов и 20 °С для вентиляторов).

Характеристикой газозовоздушного тракта служит графическая зависимость полных давлений в различных точках тракта от расхода воздуха (продуктов сгорания). В задачи испытаний входит:

— снятие характеристики дымососов (дутьевых вентиляторов);

— снятие характеристики газового и воздушного трактов;

— проверка соответствия полученных и паспортных (расчетных) данных;

— выявление причин отклонения полученных данных от расчетных;

— разработка предложений по улучшению работы тягодутьевых установок.

Испытания тягодутьевых установок бывают эксплуатационные и полные. При эксплуатационных испытаниях определяют соответствие дымососа и вентилятора потребностям котла в тяге и дутье; удельный расход электроэнергии на тягу и дутье при различных нагрузках. Эти испытания проводят на работающем котле в пределах изменения его производительности. Полные испытания дымососов и вентиляторов выполняют для проверки их расчетных характеристик в пределах подачи машин от нуля до максимума, т. е. в пределах больших, чем изменение производительности котла. Поэтому полные испытания проводят на испытательных стендах или на неработающем (остановленном) котле.

Совместно с эксплуатационными испытаниями тягодутьевых машин выполняют испытания газового и воздушного трактов котла, в результате которых определяют фактическое сопротивление трактов в целом и отдельных их элементов, а также разрабатывают предложения по снижению этого сопротивления.

По характеристикам тягодутьевых машин и газоздушных трактов, полученных при совместных испытаниях, можно установить соответствие машин данному котлу. В объем испытаний входят следующие работы.

1. Определение исправности всех узлов и деталей и устранение выявленных дефектов.

2. Проверка эксплуатационных контрольно-измерительных приборов, используемых при испытании.

3. Составление схемы газового и воздушного трактов с указанием на них устройств регулирования и мест установки измерительных приборов.

4. Подготовка мест установки переносных измерительных приборов: сверление отверстий, приварка штуцеров и т. д.

5. Проверка и установка по месту измерения переносных приборов.

6. Тарировка сечений воздухопроводов и газоходов по скорости потока, а газоходов и по составу продуктов сгорания.

7. Проведение основных измерений.

8. Обработка полученных результатов.

9. Построение характеристик дымососов, дутьевых вентиляторов, газового и воздушного тракта.

10. Анализ выполненных работ, выводы по результатам испытаний и разработка предложений по повышению экономичности и надежности работы тягодутьевых установок.

11. Составление отчетной документации.

При проведении подготовительных работ проверяют и приводят в исправное состояние регулирующие устройства дымососов и дутьевых вентиляторов: уплотняют шибера, закрепляют лопатки на осях, устанавливают соответствие видимых снаружи указателей положения действительному положению лопаток; выявляют и устраняют неплотности газового и воздушного трактов.

7.2. ИЗМЕРЕНИЯ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ ТЯГОДУТЬЕВЫХ УСТАНОВОК И ГАЗОВОЗДУШНЫХ ТРАКТОВ

Для испытания дымососов и вентиляторов используют следующие приборы: пневмометрические трубки; U-образные водяные манометры, тягомеры, напорометры, микроманометры, барометры; термометры, термопреобразователи сопротивления и термоэлектрические преобразователи; газоанализаторы ГХП и трубки на «СО»; тахометр; хронометр; ваттметры класса 0,5, амперметры и вольтметр класса 0,5; шумомеры.

К основным измерениям при испытании тягодутьевых установок, газового и воздушного трактов относятся измерения расхода продуктов сгорания и воздуха, статического давления, а также мощности, потребляемой от сети электродвигателями дымососа и вентилятора.

Измерение расхода продуктов сгорания и воздуха. Наиболее прост и приемлем способ измерения расхода пневмометрическими трубками в комплекте с микроманометрами. Измерение скорости воздуха для определения его расхода анемометром, установленным во всасывающей патрубке вентилятора приводит к большим

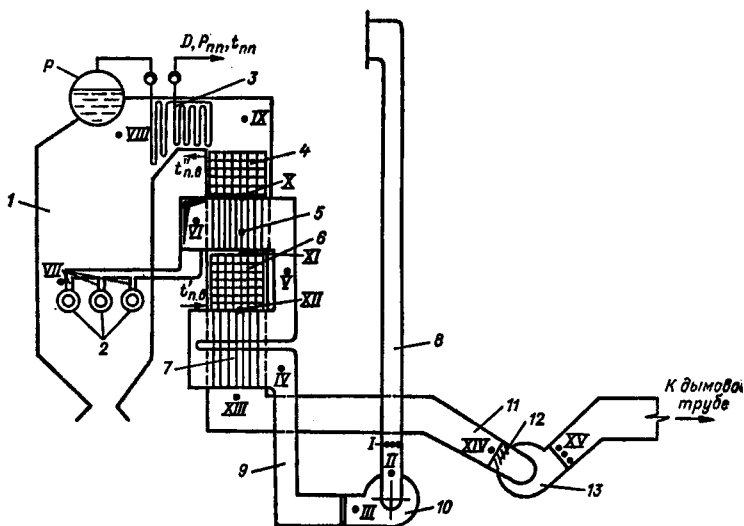


Рис. 7.1. Схема газовоздушного тракта парового котла.

1 — топка; 2 — горелки; 3 — пароперегреватель; 4 — экономайзер II ступени; 5 — воздухоподогреватель II ступени; 6 — экономайзер I ступени; 7 — воздухоподогреватель I ступени; 8—9 — воздуховоды: 8 — всасывающий, 9 — нагнетательный; 10 — дутьевой вентилятор; 11 — газоход; 12 — направляющий аппарат; 13 — дымосос.

Измерения: I — t' , H_3 ; II — $H'_{ст}$, t_a ; III — $H''_{ст}$; IV — $H'_{впл}$; V — $H''_{впл}$; VI — $H''_{впл}$; VII — $H_{г1}$, $H_{г2}$, $H_{г3}$; VIII — S_g ; IX — RO_2 , O_2 , CO , $S''_{гг}$, $t''_{гг}$; X — RO_2 , O_2 , $S''_{экл}$, $t''_{экл}$; XI — RO_2 , O_2 , $S''_{впл}$, $t''_{впл}$; XII — RO_2 , O_2 , $S''_{экл}$, $t''_{экл}$; XIII — RO_2 , O_2 , $S''_{впл}$, $t''_{впл}$; XIV — $H'_{ст}$, RO_2 , O_2 , t'_g ; XV — O_2 , RO_2 , CO , t'_d , $H'_{ст}$, H_d .

погрешностям, обусловленным неоднородностями потока.

Для измерения расхода выбирают по возможности прямой и длинный участок тракта. В тех случаях, когда это требование нельзя выполнить, расход с достаточной степенью точности можно измерить и в относительно коротких участках тракта, не отвечающих установленным нормам, с применением тарировки сечения.

Расход воздуха определяют во всасывающем воздуховоде (рис. 7.1). На участке от места установки трубок до вентилятора не должно быть присосов воздуха. Для составления баланса по воздуху измеряют расход воздуха к каждой горелке.

Место измерения расхода продуктов сгорания при испытании дымососов может быть выбрано до машины или после нее, но, как можно, ближе к машине. На

участке между установкой трубок и дымососом в обоих случаях должны отсутствовать присосы воздуха. Тарировка сечения при определении расхода выполняется в соответствии с указаниями, изложенными в гл. 1 и работе [15].

Зависимость динамического давления от расхода, кгс/м^2 ,

$$H_d = (Q/3600 F)^2 [\rho/(2g)], \quad (7.1)$$

где Q — расход продуктов сгорания, $\text{м}^3/\text{ч}$; F — площадь сечения газохода (воздуховода), м^2 ; ρ — плотность продуктов сгорания (воздуха) в рабочих условиях, кг/м^3 ; g — ускорение свободного падения, м/с^2 .

Измерение статического давления. В газовом тракте от топки до дымососа достаточно измерить разрежение в двух точках каждого сечения: с правой и левой стороны газохода. Измерение статического давления на входе в машину и на выходе из нее иногда затрудняется вследствие высоких скоростей потока, особенно на выходе, и сложности конфигурации входного и выходного узлов. Давление на входе в дымосос (вентилятор) меряют перед направляющим аппаратом: на расстоянии 1,0—1,5 м от него. Точки измерения статического давления на выходе из дымососа (вентилятора) должны располагаться в диффузорах на нагнетании. Если измерение статического давления в этом месте не дает корректных результатов из-за больших скоростей потока и неравномерного поля скоростей, точки измерения переносят дальше от машины. При этом статическое давление, создаваемое машиной (до или после нее), будет меньше действительного на сопротивление элементов тракта от точки измерения до машины.

Статическое давление меряют U -образными водяными манометрами, мембранными тягомерами и напоромерами. Штуцера не должны входить внутрь газохода (воздуховода). Длина штуцера на воздуховодах холодного воздуха 40—50 мм; на воздуховодах горячего воздуха или на газоходах около 200 мм, чтобы не допустить подгорания резинового шланга, надеваемого на штуцер. Отверстия в стенке газоходов (воздуховодов) под штуцера просверливают таким образом, чтобы их диаметр был меньше диаметра шту-

цера и равен 4—5 мм. Отверстия должны быть обязательно зачищены от заусенцев.

Измерение потребляемой мощности. При эксплуатационных испытаниях измерение мощности, потребляемой от сети электродвигателями дымососов и вентиляторов, выполняется по эксплуатационным электрическим счетчикам класса 0,5 или 1,0:

$$N_{эл} = C' (A_2 - A_1) / z, \quad (7.2)$$

где $N_{эл}$ — потребляемая мощность, кВт; C' — постоянная счетчика — переходный коэффициент, (кВт·ч)/ед. счетчика; A_2, A_1 — показания счетчика в конце и начале опыта, ед. счетчика; z — продолжительность опыта, ч.

Если разность показаний счетчика измерить трудно, мощность можно определить по числу оборотов якоря счетчика за контрольный промежуток времени:

$$N_{эл} = 3600 n K_1 K_U / (t A), \quad (7.3)$$

где n — число оборотов якоря счетчика в течение промежутка времени t , с⁻¹; K_1, K_U — коэффициенты трансформаторов тока и напряжения, к которым подключен счетчик; A — постоянная счетчика — число оборотов якоря на 1 кВт·ч, об/(кВт·ч).

Ориентировочно определить мощность, кВт, можно по показаниям эксплуатационных приборов — амперметра и вольтметра — по формуле

$$N_{эл} = \sqrt{3} I U \cos \varphi \cdot 10^{-3}, \quad (7.4)$$

где φ — коэффициент мощности, определяемый по характеристике электродвигателя; I — сила тока, А.

7.3. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЯГОДУТЬЕВЫХ МАШИН

Эксплуатационные испытания проводят при принятых (в эксплуатации) способах регулирования. При регулировании подачи направляющим аппаратом дросельная характеристика (зависимость полного давления, создаваемого машиной, от ее подачи) не может быть снята, так как в этом случае отсутствует возможность правильно измерить статическое давление на входе в машину, а следовательно, и полное давление, создаваемое ею. Это объясняется тем, что направляющий аппарат расположен в непосредственной близости

от рабочего колеса и при регулировании закручивает поток. Следовательно, статическое давление перед направляющим аппаратом будет включать и сопротивление аппарата.

Правильно измерить статическое давление можно только на одной нагрузке: при полностью открытом направляющем аппарате. На этой нагрузке определяют полное давление машины, ее подачу, мощность и КПД; на других нагрузках — только подачу, мощность и удельный расход электроэнергии.

При необходимости снятия дроссельной характеристики подачу машины регулируют с помощью имеющегося или специально устанавливаемого на тракте шибера (дросселя), не вносящего искажения в измерения статического давления на входе в машину. Направляющий аппарат в этом случае полностью открыт.

При эксплуатационных испытаниях диапазон измерения подачи дымососов и вентиляторов определяется минимальной и максимальной нагрузками работающего котла. Кроме того, требуется провести испытания на трех-четырех промежуточных нагрузках со сдвигом их к минимальной нагрузке, чтобы получить возможность выявить расход электроэнергии на тягодутьевые машины при малой подаче.

Каждый опыт проводят при установившемся режиме работы котла на заданной производительности, при отсутствии химической неполноты сгорания топлива. В опыте снимают показания приборов, относящиеся к газозвоздушному тракту, записывают расход и параметры пара (горячей воды), температуру питательной воды, нагрузку и частоту вращения электродвигателей дымососа и дутьевого вентилятора, положение регулирующих органов. Завершив испытания на одном режиме, изменяют нагрузку котла и повторяют необходимые измерения. Продолжительность одного опыта 1,5—2,0 ч.

Последовательность проведения и обработки измерений

1. Средняя скорость потока, м/с, по динамическому давлению, измеренному пневмометрической трубкой в выбранном сечении тракта (до машины или после нее)

$$\bar{W} = 4,43 K_T \sqrt{H_d / \rho}, \quad (7.5)$$

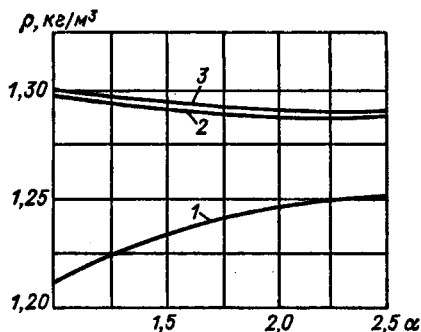


Рис. 7.2. Плотность продуктов сгорания для различных значений коэффициента расхода воздуха.

Топливо: 1 — природный газ; 2 — мазут сернистый; 3 — мазут малосернистый.

где K_t — коэффициент пневмометрической трубки, зависящий от вязкости измеряемой среды и конструкции трубки; определяется тарировкой трубки в аэродинамической трубе; H_d — среднее динамическое давление по прибору, кгс/м²; ρ — плотность среды в рабочих условиях, кг/м³:

$$\rho = \rho_0 \frac{(p_0 \pm H_{ст}/13,6) \cdot 273}{760(273 + t)}, \quad (7.6)$$

здесь ρ_0 — плотность среды, кг/м³, при температуре 0 °С и давлении 760 мм рт. ст. Для воздуха $\rho_0 = 1,293$ кг/м³; для продуктов сгорания в зависимости от вида топлива ρ_0 определяется по рис. 7.2; p_0 — барометрическое давление, мм рт. ст.; $H_{ст}$ — статическое давление потока, кгс/м² [со знаком плюс при избыточном давлении, со знаком минус при разрежении]; t — температура среды (принимается средняя за опыт).

2. Расход среды (продуктов сгорания, воздуха), м³/ч,

$$Q = 3600 \bar{W} F, \quad (7.7)$$

где $\bar{W}$ — площадь сечения тракта в месте измерения динамического давления, м².

Если температура среды t в месте определения расхода отличается от температуры среды, проходящей через машину, то ее фактическая подача будет равна

$$Q_\phi = Q (273 + t') / (273 + t), \quad (7.8)$$

где t' — температура среды, °С, проходящей через машину.

Скорость потока среды непосредственно во входном и выходном сечениях машины

$$W' = Q / (3600 F'), \quad (7.9)$$

$$W'' = Q / (3600 F''), \quad (7.10)$$

где W' и W'' — скорость потока среды, м/с, соответственно во

входном и выходном сечениях; F' и F'' — площадь сечений входа и выхода, м^2 .

4. Динамическое давление, $\text{кгс}/\text{м}^2$, непосредственно перед машиной H'_Δ и после нее H''_Δ

$$H'_\Delta = \frac{\rho}{2g} (W')^2; \quad (7.11)$$

$$H''_\Delta = \frac{\rho}{2g} (W'')^2. \quad (7.12)$$

5. Полное давление перед машиной H' и после нее H'' , $\text{кгс}/\text{м}^2$,

$$H' = \pm H'_{\text{ст}} + H'_\Delta; \quad (7.13)$$

$$H'' = \pm H''_{\text{ст}} + H''_\Delta, \quad (7.14)$$

где $H'_{\text{ст}}$ и $H''_{\text{ст}}$ — статическое давление перед машиной и после нее, определяемое как среднее результатов измерений, $\text{кгс}/\text{м}^2$ [знак плюс при избыточном давлении, знак минус при разрежении].

6. Полное давление, создаваемое машиной, $\text{кгс}/\text{м}^2$,

$$H = H'' - H'. \quad (7.15)$$

При свободном всасывании

$$H = H'' = H''_{\text{ст}} + H''_\Delta. \quad (7.16)$$

7. Полное давление, $\text{кгс}/\text{м}^2$, с поправкой на отклонение плотности в рабочих условиях от расчетной

$$H_p = H (\rho_{\text{расч}}/\rho), \quad (7.17)$$

где $\rho_{\text{расч}}$ — расчетная плотность среды, $\text{кг}/\text{м}^3$.

8. Мощность на валу машины, кВт,

$$N = N_{\text{эл}} \eta_{\text{эл}} \eta_{\text{пер}}, \quad (7.18)$$

где $N_{\text{эл}}$ — мощность, потребляемая от сети электродвигателем машины, кВт; $\eta_{\text{эл}}$ — КПД электродвигателя, определяемый по паспорту или каталогам в зависимости от типа двигателя и его загрузки; $\eta_{\text{пер}}$ — КПД передачи от двигателя к машине, равный 0,98 при соединении вала машины и двигателя при помощи муфты; 0,95 при клиноременной передаче; 0,9 при плоскоременной передаче; 1,0 при непосредственной насадке колеса машины на вал электродвигателя.

9. Полный КПД установки, %,

$$\eta_y = 100QH / (102 \cdot 3600 N_{\text{эл}}). \quad (7.19)$$

10. Полный КПД машины, %,

$$\eta = \eta_y / (\eta_{\text{эл}} \eta_{\text{пер}}). \quad (7.20)$$

11. Пересчет результатов, полученных при испытаниях при отклонении частоты вращения машины от номинальной:

$$Q_2 = Q_1 (n_2/n_1); \quad (7.21)$$

$$H_2 = H_1 (n_2/n_1)^2; \quad (7.22)$$

$$N_2 = N_1 (n_2/n_1)^3, \quad (7.23)$$

где N_2 и N_1 — мощность на валу машины, кВт.

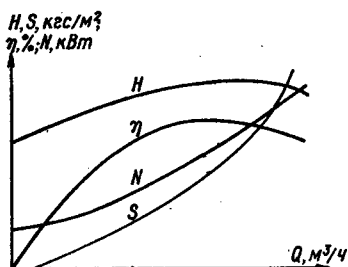


Рис. 7.3. Пример совмещенных характеристик машины и тракта.

Если опытные кривые давления и мощности располагаются на графике ниже расчетных (паспортных), а КПД машины близок к расчетному, то причиной несовпадения кривых может быть неправильное изготовление рабочего колеса. При установке лопаток с увеличенным углом выхода уменьшаются давление и мощность; при уменьшении угла выхода эти показатели увеличиваются. Подобный результат может быть вызван и неправильным измерением подачи. При увеличенных зазорах между колесом и входной воронкой возможно понижение давления с повышением мощности.

7.4. ИСПЫТАНИЯ ГАЗОВОГО И ВОЗДУШНОГО ТРАКТОВ

Испытание газового и воздушного трактов может быть выполнено при испытаниях котла или при эксплуатационных испытаниях тягодутьевых установок. Для построения характеристики тракта необходимо выполнить испытания не менее чем на четырех нагрузках, две из которых определяют границы диапазона изменения производительности котла.

При испытаниях измеряют расход пара (горячей воды); параметры пара (горячей воды) и питательной воды; статическое давление за каждым элементом тракта; температуру продуктов сгорания и воздуха за каждым элементом тракта; содержание RO_2 , O_2 за котлом, за каждым элементом газового тракта и за дымососом (для определения коэффициента расхода воздуха); содержание CO за дымососом; расход продуктов сгорания в одном сечении, а также воздуха, поступающего после вентилятора и на горелки. Так как динамическое давление по газовому тракту от топки до дымососа составляет 2—4 мм вод. ст., то сопротивление его элементов можно определять по разности статических давлений (разрежений) при входе в элемент тракта и выходе из него.

Сопротивления по тракту холодного воздуха устанавливают по разности полных давлений, а по тракту горячего воздуха, где скорости ниже, — по разности статических давлений. Полное сопротивление тракта (с учетом самотяги дымовой трубы) определяют как разность полного давления за машиной и перед ней.

Результаты испытаний вносят в сводную таблицу (см. прил. 23), на основании данных которой строятся характеристики воздушного и газового трактов.

Соответствие работающих машин газоздушным трактам устанавливают по сопоставлению характеристик трактов и машин, полученных при полном их испытании (рис. 7.3).

Аналогичная последовательность соблюдается при проведении измерений и их обработке на других нагрузках котла.

Результаты испытаний вносят в сводную таблицу (см. прил. 21, 22), по данным которой строят графические зависимости мощности на валу машины и ее КПД от подачи. Как уже упоминалось, зависимость полного давления машины от ее подачи может быть получена только при дроссельном регулировании подачи.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ I

(наименование министерства, ведомства)

(наименование наладочной организации)

«Утверждаю»

(должность)

(фамилия, инициалы)

« » 19__ г.
(дата)

Технический отчет по теплотехническим испытаниям котлов

типа _____
(тип, номер и число котлов)

(наименование объекта)

(город, населенный пункт)

Руководитель работ _____
(подпись) (должность, фамилия, инициалы)

19__ г.

_____	_____
(министерство)	(должность)
_____	_____
(ведомство)	(фамилия, инициалы)
_____	_____ 19 г.
(организация)	(дата)

Программа

теплотехнических испытаний котлов _____ № _____ типа _____

в котельной _____
(наименование)

I. Цель и объем работ

Цель испытаний:

- наладка режимов работы котлов в диапазоне возможных эксплуатационных тепловых мощностей (нагрузок);
- определение тепловых потерь и КПД брутто котлов;
- определение удельных расходов топлива;
- составление режимных карт котлов;
- определение средневзвешенного КПД котельной и расхода газа на отпускаемую теплоэнергию.

В процессе испытаний выполняют:

- отдельные прикидочные опыты, определения присосов воздуха в топку и газоходы, тарировку сечений газоходов;
- предварительные испытания котлов («фотография») для определения технико-экономических показателей до наладки;
- определение оптимальных коэффициентов расхода воздуха (режимноналадочные опыты) на нагрузках _____;
- основные балансовые опыты на нагрузках;
- определение максимальной и минимальной нагрузок;
- определение затрат теплоты на собственные нужды котельной;
- анализ работы оборудования по результатам испытаний и эксплуатации, изыскание способов уменьшения отдельных потерь теплоты;
- разработку рекомендаций по рациональной загрузке котлов;

— составление технического отчета.

II. Категория испытаний

Теплотехнические испытания проводят по II категории сложности, включающей в себя определение КПД котлов с точностью $\pm 1,5 \div 2,0 \%$.

III. Условия проведения испытаний

Испытания проводят в нормальных эксплуатационных условиях. Режим работы котлов и вспомогательного оборудования поддерживается эксплуатационным персоналом; изменения режима работы проводятся по указанию и под наблюдением работников

(наименование наладочной организации)

если это не нарушает безопасной эксплуатации оборудования.

В период проведения опытов автомата регулирования _____

(наименование)

отключается.

Отклонение отдельных параметров от средних значений не должно превышать: _____

IV. Число и продолжительность опытов

Для каждой нагрузки проводят 3—5 режимноналадочных и 1 — 2 основных (балансовых) опыта, не считая прикидочных. Продолжительность режимноналадочного опыта 1,5—2, основного 3, прикидочного до 1 ч. Длительность перерыва между опытами при нагрузках котла, различающихся между собой более чем на 25 %, должна составлять не менее 3 ч; при изменении воздушного режима горения на заданной нагрузке — не менее 30 мин.

V. Методика составления теплового баланса

КПД котла определяют по методу обратного баланса; потери теплоты — по методике М. Б. Равича.

VI. Организационные указания

До начала испытаний необходимо выполнить работы по плану заданию, составленному руководителем испытаний и согласованному с «Заказчиком», в том числе установить на котле все необходимые приборы, прошедшие проверку. После снятия «фотографии» работы котла «Заказчику» следует передать перечень работ по устранению выявленных дефектов.

Составил: представитель «Подрядчика» _____
(должность, фамилия, инициалы)

Согласовано: представитель «Заказчика» _____
(должность, фамилия, инициалы)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Условия работы котла до начала испытаний, при проведении опытов и между отдельными режимами испытаний

Параметр, единица измерения	Значение параметра
Продолжительность работы котла от растопки до начала испытаний, ч:	
с камерными топками и с облегченной обмуровкой	36
с кирпичной обмуровкой	48
Длительность выдерживания испытательной нагрузки непосредственно перед опытом, ч	3
Допустимые отклонения нагрузки котла в период ее выдерживания непосредственно перед опытом, %	± 10
Максимально допустимое отклонение параметра в опыте от номинального значения:	
производительности (для котлов с паропроизводительностью до 50 т/ч), %	± 5
температуры перегретого пара, °С, котлов среднего давления	+ 10 - 15
коэффициента расхода воздуха за топкой (пароперегревателем) котла:	
под разрежением	± 7
наддувом	$\pm 1 - 1,5$
температуры питательной воды, горячего воздуха, %	± 5
Разность между крайними значениями давления пара в опыте, %, для котлов паропроизводительностью до 50 т/ч	15
Длительность опыта, ч:	
при измерении расхода газа	3
при определении расхода топлива по методу обратного баланса	3

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

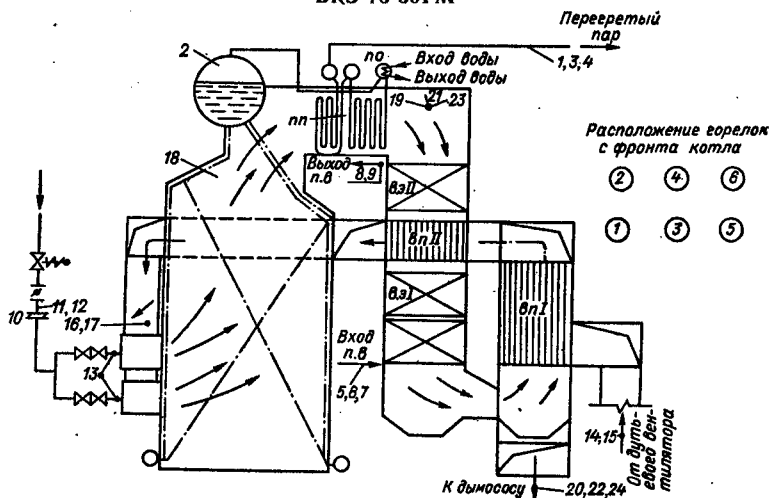
Допустимые присосы воздуха в газоходы котла

Газовый тракт	Присос, доля от теоретически необходимого объема воздуха
Газовые камерные топки	0,05
Газоходы котельных пучков:	
первого	0,05
второго	0,10
Газоход пароперегревателя	0,05

Газовый тракт	Присос, доля от теоретически необходимого объема воздуха
Газоход водяного экономайзера: стального змеевикового для котлов производительностью, т/ч > 50 (большой и средней)	Одноступенчатые 0,03 Двухступенчатые — на каждую ступень 0,02 0,08
≤ 50 чугунные с обшивкой без обшивки	0,10 0,20
Воздухоподогреватели трубчатые	Одноступенчатые 0,05 Двухступенчатые — на каждую ступень 0,05
Газоходы на 1 м: стальные кирпичные боровы	0,01 0,05

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Схема измерений при теплотехнических испытаниях парового котла БКЗ-75-39ГМ



Примечание. 1—24 — точки измерения, их расшифровка дана в прил. 6; пп — пароперегреватель; по — парохладитель; в.э I, в.э II — водяные экономайзеры I и II ступени; вп I, вп II — воздухоподогреватели I и II ступени; п. в — питательная вода.

Пример спецификации измерений при теплотехнических испытаниях парового котла БКЗ-75-39ГМ № _____

Точки измерения (см. прил. 5)	Параметр, единица измерения	Тип прибора	Шкала прибора	Цена деления	Класс точности	Место установки
1	Паропроизводительность, т/ч	ДМ с ДС1-05	0—80	1,0	2	Центральный щит
2—3	Давление пара, кгс/см ² : в барабане котла	МЭД с ДПР1-01	0—60	1,0	2,5	То же
4	Температура перегретого пара, °С	МЭД с ДСВ1-01 ТП с ПСР1-01	0—60 200—600	1,0 5	2,5 0,5	» »
5	Расход питательной воды, т/ч	Ртутный термометр	0—150	5	±2 %	По месту
6	Температура питательной воды перед водяным экономайзером I ступени, °С	МЭД с ДПР	0—100	1	2,5	Центральный щит
7	Давление питательной воды перед водяным экономайзером I ступени, кгс/см ²	Ртутный термометр	0—300	5	±3 %	По месту
8	Температура питательной воды после водяного экономайзера II ступени, °С	МЭД с ДПР	0—100	1	2,5	Центральный щит
9	Давление питательной воды после водяного экономайзера II ступени, кгс/см ²					

10	Расход газа, м ³ /ч	ДМ с ДС1-05	0—6300	10	2	Местный щит
11	Давление газа перед диафрагмой (в коллекторе после регулирующей заслонки), кгс/см ²	ДМ с ДПР4-09	0—0,63	0,066	1,5	Центральный щит
12	Температура газа перед диафрагмой, °С	Ртутный термометр	0—100	1	±1 %	По месту
13	Давление газа перед горелками, кгс/см ²	МТП-100	0—0,6	—	1,5	То же
14	Давление воздуха после дутьевого вентилятора, мм вод. ст.	Водяной U-образный манометр	0—400	5	—	Центральный щит
15	Температура холодного воздуха, °С	Ртутный термометр	0—50	1	±1	По месту
16	Давление воздуха перед горелками, мм вод. ст.	Водяной U-образный манометр	0—250	1,0	—	По месту
17	Температура горячего воздуха после воздухоподогревателя II ступени, °С	ТХК с МПШПр-54	0—600	10,0	1,5	Центральный щит
18—20	Разрежение, кгс/см ² : вверху топки за пароперегревателем	ДМ с ДПР	±20	±1	1,5	То же
20	перед дымососом	ДМС ДП4-10	0—160	±1	1,5	Центральный щит
21	Температура продуктов сгорания за пароперегревателем (слева, справа), °С	ТХК с МПШПр-54	0—600	10,0	1,5	То же

Точки измерения (см. прил. 5)	Параметр, единица измерения	Тип прибора	Шкала прибора	Цена деления	Класс точности	Место установки
22	Температура уходящих газов перед дымососом (слева, справа), °C	МСТ-06	0—200	5	0,5	Центральный шит
23	Анализ продуктов сгорания за пароперегревателем, перед дымососом, %	ГХП-3м, «Газохром-3101», трубки «СО»				По месту
24	Мощность, кВт, потребляемая электродвигателями: дымососа дутьевого вентилятора					

Составил: представитель «Подрядчика» _____
(фамилия, инициалы)

Ознакомился: представитель «Заказчика» _____
(фамилия, инициалы)

Дата _____

Вариант плана-задания на подготовку котла _____ № _____
к теплотехническим испытаниям

№ п/п	Наименование работ	Условия исполнения	Ответствен- ный испол- нитель	Срок испол- нения
1	Изготовить штуцера с крышками для газоотборных трубок	Согласно эскизу		
2	Подготовить отверстия в газоходе за пароперегревателем и экономайзером для монтажа штуцеров	Согласно схеме измерений в присутствии руководителя испытаний		
3	Установить штуцера по месту	То же		
4	Изготовить газоотборные трубки	Согласно эскизу		
5	Установить газоотборные трубки по месту с уплотнением	Согласно схеме измерений		
6	Изготовить эжектор	Согласно чертежу		
7	Установить эжектор по месту. Смонтировать подводящую и отводящую линии	По согласованию с руководителем испытаний		
8	Подвести трубы от эжектора к газосборной гребенке, установленной в месте проведения газового анализа	То же		
9	Изготовить и смонтировать по месту гильзы под ртутные термометры на нагнетательном патрубке дутьевого вентилятора и на питательной линии перед экономайзером	По указанному месту		
10	Изготовить и установить по месту временную шайбу на воздухопроводе к горелкам для измерения относительного изменения расхода воздуха, поступающего на горение при изменении разрежения в топке (при отсутствии воздухоподогревателя)	Согласно чертежу по указанному месту		

Продолжение прил. 7

№ п/п	Наименование работ	Условия исполнения	Ответствен- ный испол- нитель	Срок испол- нения
11	Проверить состояние гильз под установку ртутных термометров	Согласно схеме и спецификации измерений		
12	Произвести проверку всех стационарных приборов, контролирующих работу котла, с составлением акта о пригодности проверенных приборов	Согласно схеме измерений		
13	Установить недостающие контрольно-измерительные приборы: по температуре воды перед водяным экономайзером I ступени по давлению воздуха после вентилятора	То же То же		
14	Оборудовать рабочее место бригады, выполняющей теплотехнические испытания, с устройством необходимого освещения	По согласованию с руководителем испытаний		

Составил: представитель «Подрядчика» _____

(фамилия, инициалы)

Согласовано: представитель «Заказчика» _____

(фамилия, инициалы)

Дата _____

**Примерный перечень работ
по устранению недостатков, выявленных на котле
№ _____ типа _____**

№ п/п	Наименование работ	Условия выполнения	Ответствен- ный испол- нитель	Срок испол- нения
1	Очистить выходное сече- ние горелок от шлака	Выполнение работ по п. 1, 2, 3, 4 контро- лируется руко- водителем ис- пытаний		
2	Выложить амбразуры горелок в соответ- ствии с проектом			
3	Очистить наружные по- верхности экранных труб в топке котла			
4	Восстановить торкрет нижней части экран- ных труб в топке в со- ответствии с проектом			
5	Восстановить повреж- денные участки изоля- ции на верхнем бара- бане котла и газоходе	По указанно- му месту		
6	Устранить неплотности в местах сопряжения горелок с обмуровкой котла и установки взрывных клапанов, в газоходе экономайзера	То же		

Составил: представитель «Подрядчика» _____
(фамилия, инициалы)

Согласовано: представитель «Заказчика» _____
(фамилия, инициалы)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 9
(к техническому отчету)

**Пример методики теплотехнических расчетов
при испытаниях котлов**

КПД котла определяют по методу обратного баланса с подсчетом потерь теплоты по методике М. Б. Равича. При этом считают, что при сжигании природного газа потери теплоты от механической неполноты сгорания q_4 отсутствуют. КПД брутто котла при обратном балансе определяется как разность между принятой за 100 % израсходован-
ным теплотой и суммой тепловых потерь, %:

$$\eta_{\kappa}^{\text{сп}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_5),$$

где q_2, q_3, q_5 — потери теплоты, %, с уходящими газами, от химической неполноты сгорания, в окружающую среду.

1. Потери теплоты с уходящими газами q_2 , %, при сжигании газообразного топлива с избытком воздуха

$$q_2 = 0,01z (t_{yx} - t_a),$$

где t_{yx} — температура уходящих газов, °С, измеренная в балансовой точке; t_a — температура неподогретого воздуха, вносимого в топку, °С; z — безразмерная величина, характеризующая состав и температуру уходящих газов.

2. Потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания q_3 , %, для природного газа

$$q_3 = (3,02\text{CO} + 2,58\text{H}_2 + 8,55\text{CH}_4) h,$$

где CO, H₂, CH₄ — содержание этих газов в продуктах сгорания, %; h — коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания.

$$h = \text{CO}_{2\text{max}} / (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4);$$

$$\text{CO}_{2\text{max}} = \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) \cdot 100}{100 - 4,76(\text{O}_2 - 0,4\text{CO} - 0,2\text{H}_2 - 1,6\text{CH}_4)}.$$

3. Потери теплоты в окружающую среду определяются по нормативным графикам или таблицам. При производительности котла, отличающейся от номинальной, q'_5 подсчитывают по формуле

$$q'_5 = q_5 (D_{\text{ном}} / D_{\Phi}),$$

где q_5 — потери теплоты в окружающую среду, %, при номинальной паро- или теплопроизводительности, определяемые по графикам или таблицам; $D_{\text{ном}}$ — номинальная теплопроизводительность котла, т/ч; D_{Φ} — фактическая теплопроизводительность котла, т/ч.

4. Теплопроизводительность котла, Гкал/ч,

$$Q_{\kappa} = B \cdot Q_{\text{н}} \cdot \eta_{\kappa},$$

где B — расход газа, м³/ч; $Q_{\text{н}}$ — низшая теплота сгорания топлива, ккал/м³.

5. Паропроизводительность парового котла, т/ч,

$$D = Q_{\kappa} / (i_{\text{п}} - i_{\text{п.в}}),$$

где $i_{\text{п}}$ — энтальпия пара, ккал/кг; $i_{\text{п.в}}$ — энтальпия питательной воды, ккал/кг.

Потери теплоты с продувочной (котловой) водой учитываются при подсчете удельного расхода топлива на отпущенную котельной теплоэнергию.

6. Удельный расход топлива на выработанную котлом теплоэнергию, м³/Гкал,

$$b_{\kappa} = B / Q_{\kappa} = 10^6 / (Q_{\text{н}} \eta_{\kappa}).$$

7. Удельный расход условного топлива на отпущенную котельной теплоэнергию, кг/Гкал,

$$b_{y \text{ отп}} = b_{\text{н выр}} (Q_{\text{н}} / 7000) (1 + K_{\text{с.н}}),$$

где $K_{\text{с.н}}$ — потери теплоты на собственные нужды котельной (про-

дувка котлов, охлаждение трубопроводов, утечки, отопление котельной и т. д.).

8. Видимое тепловое напряжение топочного объема, ккал/(м³·ч),

$$BQ_n/V_T,$$

где V_T — объем топки, м³.

9. Коэффициент расхода воздуха

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76 (O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)},$$

где N_2 , O_2 , CO , H_2 , CH_4 — содержание азота, кислорода, окиси углерода, водорода и метана в продуктах сгорания, %.

$$N_2 = 100 - (CO_2 + O_2 + CO + H_2 + CH_4).$$

№ _____ типа _____ с горелками _____

В КОТЕЛЬНОЙ

№ п/п	Параметр, единица измерения	Нагрузка котла, %
1	Продолжительность опыта, ч	
2	Паропроизводительность, т/ч	
3-4	Давление пара, кгс/см ² :	
3	в барабане	
4	после пароперегревателя	
5	Температура перегретого пара, °С	
6	Температура питательной воды перед экономайзером, °С	
7	Давление питательной воды перед экономайзером, кгс/см ²	
8	Число работающих горелок, шт.	
9	Давление газа перед горелками, кгс/см ²	
10	Давление воздуха перед горелками (первичного/вторичного), кгс/см ²	
11	Температура воздуха перед воздухоподогревателем, °С	
12-13	Разрежение, кгс/см ² :	
12	вверху топки	
13	за котлом	

Руководитель испытаний _____
(фамилия, инициалы)

Data

$$\text{COH}_2\text{CH}_2$$

-ii-

Примечание. Теплопроизводительность определена по _____ (расходу воды, расходу газа)

Руководитель испытаний _____
(фамилия, инициалы)

Дата

Сводная ведомость результатов испытаний парового котла

№ _____ типа _____

с горелками _____ в котельной _____

№ п/п	Параметр, единица измерения	Способ полу- ченных данных	Нагрузка котла, %		
Топливо					
1	Низшая теплота сгора- ния Q_n , ккал/м ³	Измерение			
2	Плотность газа в нор- мальном состоянии $\rho_{ном}$, кг/м ³				
3	Число работающих го- релок n , шт.				
4	Температура газа перед диафрагмой (счетчи- ком) t_r , °C				
5	Избыточное давление газа перед диафраг- мой (счетчиком) p_n , кгс/см ²	То же			
6	Давление газа после ре- гулирующей заслонки (в коллекторе перед котлом) $p_{кол}$, кгс/см ²	Расчет			
7	Давление газа перед го- релками p_r , кгс/см ²				
8	Расход газа по прибо- ру B_n , м ³ /ч				
9	Фактический расход газа B_n^a , м ³ /ч, с учетом по- правок на отклонение рабочих параметров газа от расчетных				
10	Расход газа по обратно- му балансу (опреде- ляется при отсутствии расходомера) B , м ³ /ч	Расчет			
Вода и пар					
1	Расход питательной во- ды $G_{п.в.}$, м ³ /ч	Измерение			
2—3	Давление питательной воды, кгс/см ² :	То же			
2	перед экономай- зером $p'_{п.в.}$				
3	после экономай- зера $p''_{п.в.}$				
4—5	Температура питатель- ной воды, °C:				

№ п/п	Параметр, единица измерения	Способ полу- ченных данных	Нагрузка котла, %		
4	перед экономай- зером $t'_{п.в}$	Измерение			
5	после экономай- зера $t''_{п.в}$	»			
6	Паропроизводительность по прибору $D_{п}$, т/ч	»			
7—8	Давление пара, кгс/см ² :				
7	в барабане кот- ла p_6	»			
8	после паропере- гревателя $p_{пп}$	»			
9	Температура перегрето- го пара $t_{п.п}$, °С.	»			
10	Паропроизводительность фактическая $D_{ф}$, т/ч, с учетом поправок на отклонение рабочих параметров пара от расчетных	Расчет			
11	Паропроизводительность по обратному балансу $D_{обр}$, т/ч (определяет- ся при отсутствии па- ромера)	Расчет			
12	Энтальпия, ккал/кг:				
	перегретого пара $t_{п.п}$	По таблице			
	насыщенного па- ра в барабане котла $i_{н.п}$	То же			
	котловой (проду- вочной) воды $i_{к.в}$	»			
13	Расход продувочной во- ды $G_{пр}$, кг/ч	Измерение (или расчет)			
14	Солесодержание (ще- лочность), мг/л:				
	пара $A_{п}$	Анализ			
	питательной во- ды $A_{п.в}$	»			
	котловой воды $A_{к.в}$	»			
15	Продувка относительная Π , %	Расчет			
	<i>Продукты сгорания</i>				
1	Состав за котлом (паро- перегревателем), %:				
	CO ₂	Анализ			
	O ₂	»			
	CO	»			
	N ₂	Расчет			

№ п/п	Параметр, единица измерения	Способ полу- ченных данных	Нагрузка котла, %		
2	Коэффициент расхода воздуха за котлом (па- роперегревателем) α_k	Расчет			
3	Состав уходящих газов за экономайзером (за воздухоподогревате- лем), %, балансовая точка:				
	CO ₂	Анализ			
	O ₂	»			
	CO	»			
	N ₂	Расчет			
	NO _x	Анализ			
4	Коэффициент расхода воздуха за экономай- зером $\alpha_{эк}$ (за воздухо- подогревателем $\alpha_{вп}$)				
5	Общий присос воздуха по газовому тракту $\Delta\alpha$	$\alpha_{эк} - \alpha_k$ ($\alpha_{вп} - \alpha_k$)			
6	Температура продуктов сгорания, °C:				
	за котлом (паро- перегревателем) t_k	Измерение			
	за экономайзером $t_{эк}$	»			
	за воздухоподо- гревателем $t_{в.п}$	»			
	Воздух				
1—2	Давление, кгс/см ² :	»			
1	после вентилято- ра (перед возду- хоподогревате- лем) $p_{вент}$	»			
2	перед горелками (первичного/вто- ричного) p_a	»			
3—4	Температура воздуха, °C:	»			
3	холодного (перед воздухоподогре- вателем) $t_{х.в}$				
4	горячего (после воздухоподогре- вателя) $t_{г.в}$	Измерение			
	Разрежение, кгс/см ²				
1	Вверху топки S_T	»			
2	За котлом S_k	»			

№ п/п	Параметр, единица измерения	Способ полу- ченных данных	Нагрузка котла, %		
3	За экономайзером $S_{эж}$	Измерение			
4	За воздухоподогревателем $S_{вп}$				
5	Перед дымососом S_d				
6	Сопротивление газового тракта ΔS	$S_d - S_t$			
	<i>Нагрузка электродвигателей</i>				
1	Сила тока электродвигателей, А: дымососа I_d дутьевого вентилятора I_b	Измерение »			
2	Мощность, потребляемая электродвигателями, кВт: дымососа N_d дутьевого вентилятора N_b	Расчет или измерение То же			
3	Удельные расходы электроэнергии, кВт·ч/Гкал: на тягу $\mathcal{E}_d$ на дутье $\mathcal{E}_b$	Расчет »			
	<i>Тепловой баланс</i>				
1	Потери теплоты с уходящими газами q_2 , %	Расчет			
2	Значение z	По таблице			
3	Потери теплоты от химической неполноты сгорания q_3 , %	Расчет			
4	То же, в окружающую среду q_5 , %	Расчет и по графикам			
5—6	КПД брутто котла, %:	Расчет » »			
5	по обратному балансу η_k				
6	по прямому балансу $\eta_{кпр}$ (определяется по паромеру и по расходу газа)				
7	Неувязка по прямому и обратному балансам $\Delta \eta$	»			
8	Расход топлива на выра-	»			

№ п/п	Параметр, единица измерения	Способ полу- ченных данных	Нагрузка котла, %		
9	ботку 1 Гкал теплоты b_n , кг/Гкал	Расчет			
10	Теплопроизводительность котла Q_k , Гкал/ч	»			
11	Расход условного топли- ва на выработку 1 Гкал теплоты b_y , кг/Гкал	Расчет			
	Видимое тепловое на- пряжение топочного объема BQ_n/V_T , ккал/(м ³ ·ч)				

Примечание (Здесь приводят отдельные дополнительные сведения).

Руководитель испытаний _____
(фамилия, инициалы)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 13

Сводная ведомость результатов испытаний водогрейного котла

№ _____ типа _____ с горелками _____
в котельной _____

№ п/п	Параметр, единица измерения	Способ получения	Нагрузка котла, %		
	Топливо				
1	Низшая теплота сгора- ния Q_n , ккал/м ³	Измерение			
2	Плотность газа в нор- мальных условиях $\rho_{ном}$, кг/м ³				
3	Число работающих горе- лок n , шт.				
4	Температура газа перед диафрагмой (счетчи- ком) t_r , °C				
5	Избыточное давление газа перед диафраг- мой (счетчиком) p_n , кгс/см ²				

№ п/п	Параметр, единица измерения	Способ получения	Нагрузка котла, %		
6—7	Давление газа, кгс/см ² :				
6	в коллекторе после регулирующей заслонки $p_{кол}$				
7	перед горелками p_r				
8	Расход газа по прибору B_n , м ³ /ч				
9	Фактический расход газа с учетом поправок на отклонение рабочих параметров газа от расчетных B_n^A , м ³ /ч				
10	Расход газа по обратному балансу (определяется при отсутствии расходомера) B , м ³ /ч	Расчет			
	<i>Вода</i>				
1	Расход воды через котел G_v , м ³ /ч	Измерение			
2	Давление воды p_v , кгс/см ²				
	до котла	»			
	после котла	»			
3	Температура воды t_v , °С:				
	до котла	»			
	после котла	»			
4—5	Теплопроизводительность котла, Гкал/ч:				
4	по прямому балансу Q_k	Расчет			
5	по обратному балансу $Q_{kобр}$	»			
	<i>Продукты сгорания</i>				
1	Состав уходящих газов, %:				
	CO ₂	Анализ			
	CO	»			
	O ₂	»			
	N ₂	Расчет			
	NO _x	Анализ			
2	Коэффициент расхода воздуха за котлом α_k	Расчет			
3	Температура уходящих газов t_{yx} , °С	Измерение			

№ п/п	Параметр, единица измерения	Способ получения	Нагрузка котла, %		
<i>Воздух</i>					
1—2	Давление воздуха, кгс/ см ² :				
1	за вентилятором	Измерение			
2	перед горелками (первичного/вторичного) p_a	»			
3	Температура холодного воздуха $t_{х.в.}$, °C	»			
<i>Разрежение, кгс/см²</i>					
1	Вверху топки S_T	»			
2	За котлом S_K	»			
3	Перед дымососом S_d	»			
4	Сопротивление газового тракта ΔS	$S_d - S_T$			
<i>Нагрузка электродвигателей</i>					
1	Сила тока электродвигателей, А:				
	дымососа I_d	Измерение			
	дутьевого вентилятора I_a	»			
2	Мощность, потребляемая электродвигателями, кВт:				
	дымососа N_d	Расчет или измерение			
	дутьевого вентилятора N_a	То же			
3	Удельные расходы электроэнергии, (кВт·ч)/Гкал:				
	на тягу Σ_d	Расчет			
	на дутье Σ_a	»			
<i>Тепловой баланс</i>					
1	Потери теплоты с уходящими газами q_2 , %	Расчет			
2	Значение Z	По таблице			
3	Потери теплоты от химической неполноты сгорания q_3 , %	Расчет			
4	То же, в окружающую среду q_6 , %	Расчет и графики			
5—6	КПД брутто котла, %				
5	по обратному балансу η_k	Расчет			

№ п/п	Параметр, единица измерения	Способ получения	Нагрузка котла, %		
6	по прямому балансу (определяется при наличии приборов по расходу газа и воды)	Расчет			
7	$\eta_{кпр}$ Расход топлива на выработку 1 Гкал теплоты b_n , кг/Гкал	»			
8	Расход условного топлива на выработку 1 Гкал теплоты b_u , кг/Гкал	»			
9	Видимое тепловое напряжение топочного объема BQ_n/V_T , ккал/(м ³ ·ч)	»			
10	Неувязка по прямому и обратному балансам $\Delta\eta$	»			

Примечание _____

Руководитель испытаний _____
 (фамилия, инициалы)

Дата _____

Режимная карта работы парового котла

№ _____ типа _____,

оборудованного горелками типа _____,

в котельной _____

№ п/п	Параметр, единица измерения	Нагрузка котла, %		
1	Паропроизводительность, т/ч			
2—3	Давление пара, кгс/см ² :			
2	после пароперегревателя			
3	в барабане			
4	Температура перегретого пара, °С			
5—6	Температура питательной воды, °С:			
5	перед экономайзером			
6	после экономайзера			
7—8	Давление питательной воды, кгс/см ² :			
7	перед экономайзером			
8	после экономайзера			
9	Число работающих горелок, шт.			
10	Расход газа, м ³ /ч			
11—12	Давление газа, кгс/см ² :			
11	после регулирующей заслонки (в коллекторе перед котлом)			
12	перед горелками			
13—14	Давление воздуха, кгс/см ² :			
13	после вентилятора			
14	перед горелками (первичного/вторичного)			
15—16	Температура воздуха, °С:			
15	холодного			
16	после воздухоподогревателя			
17	Разрежение, кгс/см ² :			
	вверху топки			
	за котлом			
	за экономайзером			
	перед дымососом			
18	Температура продуктов сгорания за котлом, °С			
19	Температура уходящих газов (перед дымососом), °С			
20	Состав продуктов сгорания за котлом, %:			
	CO ₂			
	O ₂			
	CO			
21	Коэффициент расхода воздуха за котлом			
22	Состав уходящих газов (перед дымососом), %:			
	CO ₂			
	O ₂			

№ п/п	Параметр, единица измерения	Нагрузка котла, %		
	СО NO _x			
23	Коэффициент расхода воздуха перед дымососом			
24	Нагрузка электродвигателей, А: дымососа дутьевого вентилятора			
25	КПД брутто котла, %			
26	Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал теплоты, кг/Гкал			

Примечания. 1. Режимная карта составлена при температуре газа _____ °С и низшей теплоте сгорания _____ ккал/м³.
2. Паропроизводительность определена по _____

(прибору, расчетам)

Составил: представитель «Подрядчика» _____

(фамилия, инициалы)

Ознакомлен: представитель «Заказчика» _____

(фамилия, инициалы)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 15

Режимная карта работы водогрейного котла

№ _____ типа _____

оборудованного горелками типа _____ ,

в котельной _____

№ п/п	Параметр, единица измерения	Нагрузка котла, %		
1	Теплопроизводительность, Гкал/ч			
2	Расход воды через котел, м ³ /ч			
3—4	Температура воды, °С:			
3	до котла			
4	после котла			
5—6	Давление воды, кгс/см ² :			
5	до котла			
6	после котла			
7	Число работающих горелок, шт.			
8	Расход газа, м ³ /ч			
9—10	Давление газа, кгс/см ² :			

№ п/п	Параметр, единица измерения	Нагрузка котла, %		
9	после регулирующей заслонки (в коллекторе перед котлом)			
10	перед горелками			
11—12	Давление воздуха, кгс/см ² :			
11	после вентилятора			
12	перед горелками (первичного/вторичного)			
13—15	Разрежение, кгс/см ² :			
13	вверху топки			
14	за котлом			
15	перед дымососом			
16	Температура уходящих газов, °С			
17	Состав уходящих газов, %:			
	CO ₂			
	O ₂			
	CO			
	NO _x			
18	Коэффициент расхода воздуха за котлом			
19	Нагрузка электродвигателей, А:			
	дымососа			
	дутьевого вентилятора			
20	КПД брутто котла, %			
21	Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал теплоты, кг/Гкал			

Примечания. 1. Режимная карта составлена при температуре газа _____ °С, низшей теплоте сгорания _____ ккал/м³, температуре холодного воздуха _____ °С. 2. Теплопроизводительность определена по _____
(расходу воды, расходу газа)

Составил: представитель «Подрядчика» _____
(фамилия, инициалы)

Ознакомлен: представитель «Заказчика» _____
(фамилия, инициалы)

Дата _____

**Расчет экономического эффекта
от теплотехнических испытаний на паровом котле**

№ _____ типа _____

№ п/п	Параметр, единица измерения	По фото- графии	После ис- пытаний	Примечание
1	Паропроизводительность, т/ч			
2	Давление пара в барабане котла, кгс/см ²			
3	Температура питательной воды, °С:			
4	Давление газа перед горелками, кгс/см ²			
5	Давление воздуха перед горелками, кгс/см ²			
6—8	Разрежение, мм вод. ст.:			
6	в топке			
7	после котла			
8	после экономайзера			
9	Состав продуктов сгорания за котлом, %:			
	CO ₂			
	O ₂			
	CO			
10	Состав уходящих газов, %:			
	CO ₂			
	O ₂			
	CO			
11	Температура продуктов сгорания за котлом, °С			
12	Температура уходящих газов, °С			
13	Температура холодного воздуха, °С			
14—16	Потери теплоты, %:			
14	с уходящими газами			
15	от химической неполноты сгорания			
16	в окружающую среду			
17	КПД брутто котла, %			
18	Часовой расход топлива, м ³ /ч			
19	То же, условного топлива, кг/ч			
20	Удельный расход условного топлива на выработку 1 т пара, кг/т			п. 19: п. 1
21	Экономия удельного расхода условного топлива на выработку 1 т пара, кг/т			

№ п/п	Параметр, единица измерения	По фотографии	После испытаний	Примечание
22	Продолжительность работы котла за год, ч			По п. 22, 23 данные представляет «Заказчик»
23	Среднечасовой коэффициент загрузки котла за год			
24	Годовая экономия условного топлива, кг			$p. 1 \times p. 22 \times p. 23 \times p. 21$
25	Экономический эффект (п. 24 $\times$ 0,86 $\times$ стоимость газа), руб/год			$\frac{7000}{8150} = 0,86$

Расчет выполнил _____
(подпись) (должность, фамилия, инициалы)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 17

Расчет экономического эффекта от теплотехнических испытаний на водогрейном котле № _____ типа _____

№ п/п	Параметр, единица измерения	По фотографии	После испытаний	Примечание
1	Теплопроизводительность, Гкал/ч			
2—3	Температура воды, °C:			
2	прямой			
3	обратной			
4	Давление газа перед горелками, кгс/см ²			
5	Давление воздуха перед горелками, кгс/см ²			
6—7	Разрежение, мм вод. ст.:			
6	в топке			
7	за котлом			
8	Состав уходящих газов, %:			
	CO ₂			
	O ₂			
	CO			
9	Температура уходящих газов, °C			
10	Температура холодного воздуха, °C			

№ п/п	Параметр, единица измерения	По фото- графии	После ис- пытаний	Примечание
11—13	Потери теплоты, %:			
11	с уходящими газами			
12	от химической непол- ноты сгорания			
13	в окружающую среду			
14	КПД котла брутто, %			
15	Часовой расход топлива, м ³ /ч			
16	То же, условного топлива, кг/ч			
17	Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал теплоты, кг/Гкал			
18	Экономия удельного расхо- да условного топлива на выработку 1 Гкал тепло- ты, кг/Гкал			
19	Продолжительность работы котла в год, ч			По п. 19, 20 данные представ- ляет «Заказ- чик»
20	Среднегодовой коэффици- ент загрузки			
21	Годовая экономия условно- го топлива, кг			п. 20 × п. 1 × × п. 19 × × п. 18
22	Экономический эффект (п. 21 × 0,86 × стоимость газа), руб/год			$\frac{7000}{8150} = 0,86$

Расчет выполнил _____
(должность, фамилия, инициалы)

С расчетом ознакомлен _____
(должность, фамилия, инициалы)

Дата _____

Основные характеристики наиболее рас

№ п/п	Тип котла	Производи- тельность		Расчетное абсолютное давление пара в бара- бане котла, кгс/см ²	Расход воды, т/ч	Расчетный КПД брут- то, %	Расчетный расход топ- лива, м ³ /ч	Тип горелок (число го- релок)
		т/ч	Гкал/ч					
1	ДКВР-2,5-13	2,5	—	14	—	90,0 ⁵	210	ГМГ-1,5м (2)
2	ДКВР-4-13	4,0	—	14	—	90,8 ⁵	310	ГМГ-2м (2)
3	ДКВР-6,5-13	6,5	—	14	—	91,8 ⁵	550	ГМГ-4м (2)
4	ДКВР-10-13	10	—	14	—	91,8 ⁵	840	ГМГ-5м (2)
5	ДКВР-20-13	20	—	14	—	91,0 ⁵	2030	ГМГ-6-5,6 (3)
6	Е-1/9-1Г (ММЗ-1Г)	1	—	9	—	86	90	Г-1,0 (1)
7	Е-1-9Г ¹ (МЗК-7АГ)	1	—	9	—	86	90	Г-1,0 (1)
8	Е-0,4-9Г ¹ (МЗК-8Г)	0,4	—	9	—	86	36	Г-0,4 (1)
9	ПТВМ-30М	—	До 40	—	$\frac{500}{440}$	92,9	5200	А-6437-3 (6)
10	ПТВМ-50	—	50	—	$\frac{1200}{625}$	89,6	6800	А-6437-3 (12)
11	ПТВМ-100	—	100	—	$\frac{2140}{1250}$	88,6	14000	А-6437-3 (16)
12	ТВГ-4Р ²	—	4,3	—	53	90,5	560	Подовые (4)
13	ТВГ-8м ²	—	8,3	—	104	90,3	1100	Подовые (4)
14	КВ-ГМ-4 ³	—	4	—	50	90,5	515	РГМГ-4 (1)
15	КВ-ГМ-6,5 ³	—	6,5	—	80	91,1	825	РГМГ-7 (1)
16	КВ-ГМ-10	—	10	—	123	91,9	1290	РГМГ-10 (1)

пространенных котлов малой и средней мощности

Площадь поверхности нагрева, м ²	Тип экономайзера (площадь его поверхности, м ²)	Расчетная температура воды, °С		Объем толки, м ³	Температура уходящих газов, °С	Тип дымососа (N, кВт)	Тип вентилятора (N, кВт)
		на входе в котел	на выходе из котла				
17,7	ВЭ-I-16п	102	—	12,0	260 ⁷	Д-8	ВД-6
58	(94,4)						
21	ВЭ-II-16п	102	—	15,4	260 ⁷	Д-8	ВД-6
99	(141,6)						
27	ВЭ-XII-16п	102	—	24,5	260 ⁷	Д-10	ВД-8
171	(236)						
49,6	ВЭ-VII-16п	102	—	39,3	260 ⁷	Д-12	ВД-10
202	(330)						
59,7	ВЭ-IX-16п	102	—	43	—	Д-15,5	ВД-12
301	(646)						
Полная 30	—	50	—	2,1	250	Д-3,5	Ц-13-50 № 2
—							
Полная 17,1	—	50	—	0,61	250—	Д-3,5	ВД-2,7
—					270		
Полная 7,4	—	50	—	0,3	250—	Д-3,5	ВД-2,7
—					270		
128	—	70(110)	150	81,5	160	ДН-21	ВДН-11,2
693							(55)
138	—	70(110)	150	109	180	—	Индивидуальные
1215							Ц-13-50 № 4
224	—	70(110)	150	245	185	—	То же
2960							
33,5	—	70	150	—	200—		
54,8					210		
76	—	70	150	—	200—		
109,6					210		
38,5	—	70(100)	150	16,2	150	ДН-9	ВДН-9
88,7			(200)			(5,7)	(5,7)
48,9	—	70	150	22,5	153	ДН-10	ВДН-10
150,4		(100)	(200)			(10,7)	(10,7)
53,6	—	70	150	38,3	185	ДН-12,5	ВДН-10
221,5		(100)	(200)			(40)	(10,7)

№ п/п	Тип котла	Производительность		Расчетное абсолютное давление пара в барабане котла, кгс/см ²	Расход воды, ⁴ т/ч	Расчетный КПД, %	Расчетный расход топлива, м ³ /ч	Тип горелок (число горелок)
		т/ч	Гкал/ч					
17	КВ-ГМ-20	—	20	—	247	91,9	2580	РГМГ-20 (1)
18	КВ-ГМ-30 ³	—	30	—	370	91,2	3860	РГМГ-30 (1)
19	КВ-ГМ-50 ³	—	50	—	618	92,5	6260	РГМГ-20 (2)
20	КВ-ГМ-100	—	100	—	1235	92,5	12520	РГМГ-30 (3)
21	ДЕ-4-14ГМ	4,14		14	—	90,3	266	ГМ-3,5 (1)
22	ДЕ-6,5-14ГМ	6,73		14	—	9	429	ГМ-4,5 (1)
23	ДЕ-10-14ГМ	10,35		14	—	92,1	650	ГМ-7 (1)
24	ДЕ-16-14ГМ	16,56		14	—	91,8	1045	ГМП-10 (1)
25	ДЕ-25-14ГМ	26,88		14		92,8	1614	ГМП-16 (1)

¹ Котлы работают под наддувом, с давлением в топочной камере 20—50 кгс/м².

² Потери теплоты в окружающую среду при номинальной производительности соответственно равны 0,54 и 0,36 %.

³ Потери теплоты в окружающую среду при номинальной производительности по данным ЦКТИ 0,15; 0,25; 0,18; 0,5 % соответственно.

⁴ В числителе — пиковый режим, в знаменателе — основной режим.

Площадь поверхности нагрева, м ²	Тип экономайзера (площадь его поверхности, м ²)	Расчетная температура воды, °С		Объем топки, м ³	Температура уходящих газов, °С	Тип дымососа (N, кВт)	Тип вентилятора (N, кВт)
		на входе в котел	на выходе из котла				
106,6	—	70	150	51,2	190	ДН-17 (55)	ВДН-12,5 (40)
406,5		(100)	(200)				
126,9		70	150				
592,6		(100)	(200)				
245		70	150				
1223	—	(100)	(200)	251	140	ДН-21ГМ (90)	ВДН-15 (75)
325		70	150				
2385	ВЭ-I-16п-2м (94,4)	(100)	(200)	388	140	ДН-22××2 (250)	ВДН-18п (250)
22		142 ⁶	—				
48							
28							
67		139 ⁶	—				
39							
116		130 ⁶	—				
49,2							
155		138 ⁶	—				
64							
230	ВЭ-VII-16п-2м (330,4)	145 ⁶	—	22,5	157	ДН-11,2 (1500 об/мин)	ВДН-11,2 (1000 об/мин)
	ВЭ-20п-30 (808,2)			29,0	140	ДН-12,5 (1500 об/мин)	ВДН-11,2 (1500 об/мин)

⁵ При наличии экономайзера.

⁶ На выходе из экономайзера.

⁷ Перед экономайзером.

⁸ В числителе — радиационная, в знаменателе — конвективная.

Сводная таблица результатов теплотехнических испытаний
поверхностного экономайзера

типа _____ $H_{\text{эк}} =$ _____ кгс/м²; $F_{\text{эк}} =$ _____ м²,

установленного на котле № _____ типа _____

№ п/п	Параметр, единица измерения	Номер режима			
		I	II	III	IV
1	Производительность котла: D , т/ч Q_k , Гкал/ч				
2	Давление пара в барабане котла p , кгс/см ² , и температура горячей воды, выходящей из котла, $t_{г.в.}$, °С				
3	Расход воды через экономайзер $G_{п.в.}$, т/ч				
4	Температура питательной воды, °С: до экономайзера $t'_{п.в.}$ после экономайзера $t''_{п.в.}$				
5	Давление питательной воды, кгс/см ² : до экономайзера $p'_{п.в.}$ после экономайзера $p''_{п.в.}$				
6	Температура продуктов сгорания, °С: перед экономайзером $t'_{\text{эк}}$ за экономайзером $t''_{\text{эк}}$				
7	Состав продуктов сгорания, %: перед экономайзером CO_2 O_2 CO за экономайзером CO_2 O_2 CO				
8	Разрежение, кгс/м ² : перед экономайзером $S'_{\text{эк}}$ за экономайзером $S''_{\text{эк}}$				
9	Соппротивление экономайзера $\Delta S_{\text{эк}}$, кгс/м ²				
10	Расход топлива на котел B , м ³ /ч				
11	Низшая теплота сгорания топлива Q_n , ккал/м ³				
12	Коэффициент расхода воздуха: перед экономайзером $\alpha'_{\text{эк}}$ за экономайзером $\alpha''_{\text{эк}}$				
13	Присосы воздуха в газоход эконо- майзера $\Delta \alpha_{\text{эк}}$				
14—	Потери теплоты с уходящими га- зами, %:				
15	перед экономайзером				
15	за экономайзером				

№ п/п	Параметр, единица измерения	Номер режима			
		I	II	III	IV
16—	Потери теплоты в окружающую				
17	среду котлом, %:				
16	без экономайзера q_6				
17	с экономайзером q_6				
18—					
19	КПД брутто котла, %:				
18	без экономайзера η_k				
19	с экономайзером η_k				
20	Прирост КПД котла за счет экономайзера $\Delta\eta_k$, %				
21	КПД экономайзера $\eta_{ж}$, %				
22	Относительный объем продуктов сгорания, проходящих через экономайзер				
23	Экономия топлива при работе экономайзера ΔB , %				
24	Энтальпия котловой воды (температура насыщения котловой воды) t_n , °C				
25	Среднегарифмический температурный градиент Δt_n , °C				
26	Расчетный коэффициент теплопередачи K , ккал/(м ² ·ч·°C)				
27	Скорость продуктов сгорания в газоходе экономайзера $W_{ж}$, м/с				
28	Часовой объем продуктов сгорания в газоходе экономайзера $V_{ж.сг}$, м ³				
29	Средний коэффициент расхода воздуха в газоходе экономайзера $\alpha_{ж}$				
30	Средняя температура продуктов сгорания в газоходе экономайзера $t_{ж}$, °C				
31	Нормативный коэффициент теплопередачи K_n , ккал/(м ² ·ч·°C), без поправки на C_i				
32	Поправка на температуру C_i				
33	Нормативный коэффициент теплопередачи K_n , ккал/(м ² ·ч·°C), с поправкой на C_i				
34	Теплопроизводительность экономайзера $Q_{ж}$, ккал/ч				

Составил _____

(должность, фамилия, инициалы)

Дата _____

**Сводная таблица
результатов испытаний дутьевого вентилятора**

_____ с электродвигателем _____

парового котла _____ $Q =$ _____ $\text{м}^3/\text{ч}$;

$H =$ _____ $\text{кгс}/\text{м}^2$; $N =$ _____ кВт;

η_{max} _____ %; $n =$ _____ об/мин;

$D_{\text{вн}}^{\text{вас}} =$ _____ мм; $D_{\text{вн}}^{\text{нагн}} =$ _____ мм

№ п/п	Параметр, единица измерения	Номер опыта				
		I	II	III	IV	V
1	Производительность котла D , т/ч					
2	Давление пара в барабане котла (перегретого пара) p ($p_{\text{п.п}}$), $\text{кгс}/\text{см}^2$					
3	Температура питательной воды на входе в экономайзер $t'_{\text{п.в}}$, °C					
4	Содержание СО в продуктах сгорания, %					
5	Среднее динамическое давление во всасывающем воздуховоде перед вентилятором $H_{\text{д}}$, $\text{кгс}/\text{см}^2$					
6	Средняя температура воздуха в месте измерения динамического давления t , °C					
7	Барометрическое давление $p_{\text{б}}$, мм рт. ст.					
8	Статическое давление на входе в вентилятор $H'_{\text{ст}}$, $\text{кгс}/\text{м}^2$					
9	Плотность воздуха в рабочих условиях ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$					
10	Подача вентилятора Q , $\text{м}^3/\text{ч}$					
11	То же, с поправкой на температуру $Q_{\text{ф}}$, $\text{м}^3/\text{ч}$					
12	Частота вращения рабочего колеса n , об/мин					
13	Подача вентилятора, приведенная к номинальной (расчетной) частоте вращения $Q_{\text{пр}}$, $\text{м}^3/\text{ч}$					
14	Статическое давление после вентилятора $H''_{\text{ст}}$, $\text{кгс}/\text{м}^2$					
15	Скорость воздуха на входе в вентилятор W' , м/с					
16	Динамическое давление перед вентилятором $H'_{\text{д}}$, $\text{кгс}/\text{м}^2$					
17	Скорость воздуха на выходе из вентилятора W'' , м/с					

№ п/п	Параметр, единица измерения	Номер опыта				
		I	II	III	IV	V
18	Динамическое давление после вентилятора H_d , кгс/м ²					
19—						
22	Полное давление, кгс/см ² :					
19	перед вентилятором H'					
20	после вентилятора H''					
21	создаваемое вентилятором H					
22	приведенное к расчетным частоте вращения и плотности воздуха $H_{пр}$					
23	Сила тока, потребляемого электродвигателем I , А					
24	Линейное напряжение U , В					
25	Мощность, потребляемая электродвигателем $N_{эл}$, кВт					
26	Потребляемая мощность, приведенная к расчетным частоте вращения и плотности воздуха $N_{пр}$, кВт					
27—						
29	КПД, %:					
27	установки η_y					
28	электродвигателя $\eta_{эл}$					
29	вентилятора η_a					

Составил _____
(должность, фамилия, инициалы)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 21

Сводная таблица результатов
испытаний дымососа _____ с электродвигателем

_____ парового котла _____ $a =$ _____ м³/ч;

$H =$ _____ кгс/м²; $N =$ _____ кВт;

$\eta_{\max}$ _____ %; $n =$ _____ об/мин;

$D_{\text{вн}}^{\text{всас}} =$ _____ мм; $D_{\text{вн}}^{\text{нагн}} =$ _____ мм

№ п/п	Параметр, единица измерения	Номер опыта				
		I	II	III	IV	V
1	Производительность котла D , т/ч					
2	Давление пара в барабане котла (перегретого пара) p (р.п.), кгс/см ²					

№ п/п	Параметр, единица измерения	Номер опыта				
		I	II	III	IV	V
3	Температура питательной воды на входе в экономайзер $t'_{п.в.}$, °C					
4	Содержание СО в продуктах сгорания, %					
5	Среднее динамическое давление в тракте после дымососа H_d , кгс/м ²					
6	Средняя температура продуктов сгорания в месте измерения динамического давления t , °C					
7	Плотность продуктов сгорания ρ , кг/м ³ , при температуре t					
8	Скорость продуктов сгорания в сечении, где измерено динамическое давление, $\bar{W}$, м/с					
9	Подача дымососа Q , м ³ /ч					
10	То же, с поправкой на температуру Q_{ϕ} , м ³ /ч					
11	Частота вращения рабочего колеса n , об/мин					
12	Подача дымососа, приведенная к номинальной (расчетной) частоте вращения $Q_{пр}$, м ³ /ч					
13—						
14	Разрежение, кгс/см ² :					
13	перед дымососом $H'_{ст}$					
14	после дымососа $H''_{ст}$					
15	Скорость потока среды на входе в дымосос W' , м/с					
16	Динамическое давление перед дымососом H'_d , кгс/м ²					
17	Скорость потока среды на выходе из дымососа W'' , м/с					
18	Динамическое давление после дымососа H''_d , кгс/м ²					
19—						
23	Полное давление, кгс/м ² :					
19	перед дымососом H'					
20	после дымососа H''					
21	создаваемое дымососом H					
22	с поправкой на расчетную температуру H_p					
23	приведенное к номинальной (расчетной) частоте вращения $H_{пр}$					
24	Линейное напряжение U , В					
25	Сила тока, потребляемого электродвигателем I , А					
26	Мощность, потребляемая электродвигателем N_m , кВт					

№ п/п	Параметр, единица измерения	Номер опыта				
		I	II	III	IV	V
27	Потребляемая мощность, приведенная к номинальной (расчетной) частоте вращения и расчетной температуре $N_{пр}$, кВт					
28—30	КПД, %:					
28	установки η_y					
29	электродвигателя $\eta_{эл}$					
30	дымососа η_d					

Составил _____
(должность, фамилия, инициалы)

Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ 22

**Сводная таблица
результатов испытаний газового и воздушного трактов
парового котла _____**

№ п/п	Параметр, единица измерения	Номер опыта			
		I	II	III	IV
1	Производительность котла D , т/ч				
2	Давление пара в барабане котла (перегретого пара) p ($p_{п.п}$), кгс/см ²				
3	Температура питательной воды на входе в экономайзер $t'_{в.в.}$, °C				
4	Газовый тракт				
	Состав продуктов сгорания, %:				
	за котлом (за пароперегревателем)				
	RO ₂				
	O ₂				
	CO				
	за экономайзером II ступени				
	RO ₂				
	O ₂				
	за воздухоподогревателем II ступени				
	RO ₂				
	O ₂				
	за экономайзером I ступени				
	RO ₂				
	O ₂				

№ п/п	Параметр, единица измерения	Номер опыта			
		I	II	III	IV
	за воздухоподогревателем I ступени RO_2 O_2 перед дымососом RO_2 O_2 за дымососом RO_2 O_2 CO				
5	Расход продуктов сгорания Q , м ³ /ч				
6	Разрежение, кгс/м ² : в топке котла S_r за котлом (за пароперегревателем) $S''_{пп}$ за экономайзером II ступени $S''_{эк II}$ за воздухоподогревателем II ступени $S''_{вп II}$ за экономайзером I ступени $S''_{эк I}$ за воздухоподогревателем I ступени $S''_{вп I}$ перед дымососом $H'_{ст}$				
7	Температура продуктов сгорания, °C: за котлом (за пароперегревателем) $t''_{пп}$ за экономайзером II ступени $t''_{эк II}$ за воздухоподогревателем II ступени $t''_{вп II}$ за экономайзером I ступени $t''_{эк I}$ за воздухоподогревателем I ступени $t''_{вп I}$ перед дымососом t'_d				
8	Динамическое давление перед дымососом (перед направляющим аппаратом) H'_d , кгс/м ²				
9	Полное давление перед дымососом H' , кгс/м ²				
10	Статическое давление после дымососа $H''_{ст}$, кгс/м ²				
11	Динамическое давление после дымососа H''_d , кгс/м ²				
12	Полное давление после дымососа H'' , кгс/м ²				

№ п/п	Параметр, единица измерения	Номер опыта			
		I	II	III	IV
13	Соппротивление, кгс/м ² : пароперегревателя $S''_{пп} - S_{т}$ экономайзера II ступени $S''_{эк II} - S''_{пп}$ воздухоподогревателя II ступени $S''_{вп II} - S''_{эк I}$ экономайзера I ступени $S''_{эк I} - S''_{вп I}$ воздухоподогревателя I ступени $S''_{вп I} - S''_{эк I}$ газохода от воздухоподогревателя I ступени до дымо- соса $H''_{ст} - S''_{вп I}$				
14	Полное сопротивление газового тракта $H'' - H'$, кгс/м ² <i>Воздушный тракт</i>				
1	Статическое давление на входе вентилятора $H'_{ст}$, кгс/м ²				
2	Динамическое давление на входе вентилятора $H'_д$, кгс/м ²				
3	Полное давление на входе вентилятора H' , кгс/м ²				
4	Статическое давление после вентилятора $H''_{ст}$, кгс/м ²				
5	Динамическое давление после вентилятора $H''_д$, кгс/м ²				
6	Полное давление после вентилятора H'' , кгс/м ²				
7	Полное сопротивление тракта $H'' - H'$, кгс/м ²				
8	Статическое давление, кгс/м ² : в коробе холодного воздуха перед воздухоподогревателем I ступени $H'_{вп I}$ между воздухоподогревателем I и II ступени $H''_{вп I}$ в коробе горячего воздуха на выходе из воздухоподогревателя II ступени $H''_{вп II}$ в воздуховодах перед горелками $H_{г}$ справа № 1 № 2 № 3 то же, слева № 4 № 5 № 6				
9	Соппротивление, кгс/м ² :				

№ п/п	Параметр, единица измерения	Номер опыта			
		I	II	III	IV
	от входа из атмосферы до сечения на входе в вентилятор H' воздуховода от вентилятора до воздухоподогревателя I ступени $H'' - H'_{вп I}$ воздухоподогревателя I ступени $H'_{вп I} - H''_{вп I}$ воздухоподогревателя II ступени $H''_{вп I} - H'_{вп II}$ воздуховода от воздухоподогревателя к горелкам II ступени № 1 $H''_{вп II} - H_{г 1}$ № 2 $H'_{вп II} - H_{г 2}$ № 3 $H''_{вп II} - H_{г 3}$ № 4 $H'_{вп II} - H_{г 4}$ № 5 $H''_{вп II} - H_{г 5}$ № 6 $H'_{вп II} - H_{г 6}$				

Составил _____
(должность, фамилия, инициалы)

Дата _____

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Авдеева А. А.** Хроматография в энергетике. М., Энергия, 1980. 272 с.
2. **Ахмедов Р. Б., Цирульников Л. М.** Технология сжигания горючих газов и жидких топлив. Л., Недра, 1984. 238 с.
3. **Брук Ю. Г., Неймарк Л. А.** Испытания и наладка промышленных печей на газовом топливе. Л., Недра, 1981. 177 с.
4. **Бузников Е. Ф., Роддатис К. Ф., Берзиньш Э. Я.** Производственные и отопительные котельные. М., Энергоатомиздат, 1984. 248 с.
5. **Маховер О. С., Мухин С. И.** Руководство по наладке и эксплуатации автоматики газифицированных котельных. Л., Недра, 1979. 168 с.
6. **Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий.** М., Стройиздат, 1979. 79 с.
7. **Панюшева З. Ф., Столпнер Е. Б.** Наладка отопительных котлов, работающих на газе. 2-е изд. Л., Недра, 1986. 152 с.
8. **Панюшева З. Ф., Столпнер Е. Б.** Технический контроль работы газифицированных котельных. Л., Недра, 1983. 216 с.
9. **Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами.** РД 50 — 213 — 80. М., Издательство стандартов, 1982. 320 с.
10. **Преображенский В. П.** Теплотехнические измерения и приборы. 3-е изд., перераб. М., Энергия, 1978. 704 с.
11. **Преображенский Н. И.** Контроль за рациональным использованием газа. Л., Недра, 1983. 368 с.
12. **Равич М. Б.** Топливо и эффективность его использования. М., Наука, 1971. 358 с.
13. **Рыбаков Р. Р.** Автоматизация газифицированных агрегатов. Л., Недра, 1984. 231 с.
14. **СНиП — II — 35 — 76.** Нормы проектирования. Котельные установки. М., Стройиздат, 1977. 48 с.
15. **Трембовля В. И., Фингер Е. Д., Авдеева А. А.** Теплотехнические испытания котельных установок. М., Энергия, 1977. 296 с.
16. **Федоров Н. А.** Техника и эффективность использования газа. М., Недра, 1975. 248 с.
17. **Чепель В. М., Шур И. А.** Сжигание газов в топках котлов и печей и обслуживание газового хозяйства предприятий. Л., Недра, 1980. 591 с.
18. **Эстеркин Р. И., Иссерлин А. С., Певзнер М. И.** Теплотехнические измерения при сжигании газового и жидкого топлива. Л., Недра, 1981. 424 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

От издательства	3
Предисловие	5
Глава 1. Организация теплотехнических испытаний котлов	7
1.1. Общие сведения	—
1.2. Состав и порядок проведения работ	8
Подготовка перед выездом на объект (8). Ознакомление с объектом работ (8). Внешний осмотр котла и его вспомогательного оборудования (9). Составление схемы и спецификации измерений (11). Составление плана-задания на подготовку котла к испытаниям (11). Составление программы испытаний и графика работ (12). Технический надзор за выполнением работ по плану-заданию (12). Подготовка переносных приборов (12). Тарировка сенсоров газоходов (воздуховодов) (15). Снятие эксплуатационных характеристик котла («фотография» работы котла) (16). Внутренний осмотр котла (17). Составление перечня работ по устранению выявленных дефектов (17). Измерение присосов воздуха в котел (18). Режимноналадочные и балансовые опыты (19). Определение минимальной устойчивой нагрузки (25). Определение максимально допустимой нагрузки (25). Обработка результатов испытаний (26). Составление технического отчета (27)	
Глава 2. Контрольно-измерительные приборы, применяемые при эксплуатации и теплотехнических испытаниях котлов	30
2.1. Приборы для измерения давления и методика измерений	—
2.1.1. Измерение давления	—
Жидкостные манометры (31). Деформационные манометры (33). Мембранные манометры (34)	
2.1.2. Методика измерения давления	34
2.2. Приборы для измерения температуры и обработка результатов измерений	36
2.2.1. Измерение температуры	—

Стеклянные жидкостные термометры (36). Манометрические термометры (40). Термопреобразователи сопротивления (40). Преобразователи термоэлектрические (46)	
2.2.2. Обработка результатов измерений	55
2.3. Приборы для измерения расхода и расчет диафрагмы	57
2.3.1. Измерение расхода	—
Ротационные счетчики (58). Пневмометрические трубки (59). Расходомеры (60)	
2.3.2. Расчет диафрагмы	63
2.4. Приборы для анализа газов и отбор проб	77
2.4.1. Анализ газов	—
Газоанализаторы ГХП (78). Хроматографический газоанализатор «Газохром-3101» (82)	
2.4.2. Отбор проб газа на анализ	87
Глава 3. Тепловой баланс котла. Удельный расход топлива	91
Глава 4. Распределение нагрузки между котлами. Определение удельных норм расхода топлива	105
Глава 5. Вредные выбросы при сжигании газа в топках котлов. Методы определения окислов азота	112
Глава 6. Испытания поверхностных водяных экономайзеров	117
Глава 7. Испытания тягодутьевых установок и газоздушных трактов	121
7.1. Общие сведения	
7.2. Измерения при испытаниях тягодутьевых установок и газоздушных трактов	123
7.3. Эксплуатационные испытания тягодутьевых машин	126
7.4. Испытания газового и воздушного трактов	130
Приложения	131
Список литературы	175

55 коп.