

**Я. Н. Сколяров, С. И. Зеленский,
С. Н. Смородин, В. А. Рыжиков**

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ

Учебное пособие

**Санкт-Петербург
2026**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
**«Санкт-Петербургский государственный университет
промышленных технологий и дизайна»
Высшая школа технологии и энергетики**

**Я. Н. Сколяров, С. И. Зеленский,
С. Н. Смородин, В. А. Рыжиков**

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ

Учебное пособие

Утверждено Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД

Санкт-Петербург
2026

УДК 621.182(075)

ББК 31.38я7

Э 414

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент кафедры ТСУ и ТД, доцент Высшей школы технологий и энергетики Санкт-Петербургского государственного университета промышленных технологий и дизайна

Н. Н. Гладышев;

начальник отдела капитального строительства котельных ООО «Энергетическое Строительство»

Д. С. Павлов

Э 414 Эксплуатация отопительных котельных: учебное пособие / Я. Н. Сколяров, С. И. Зеленский, С. Н. Смородин, В. А. Рыжиков. — СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2026. — 205 с.

ISBN 978-5-91646-497-9

Учебное пособие соответствует программам и учебным планам дисциплины «Эксплуатация отопительных котельных» для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», профиль «Промышленная теплоэнергетика». В учебном пособии рассмотрены штатные и внештатные режимы эксплуатации котельных установок. Подробно описаны действия обслуживающего персонала при пуске и останове котельного агрегата. Рассмотрены действия при возникновении аварийных ситуаций. Проанализирована производственная безопасность и защита окружающей среды при работе теплоэнергетического оборудования. Разобраны инструкции по пожарной безопасности и мероприятия по охране окружающей среды.

Учебное пособие предназначено для подготовки бакалавров очной и заочной форм обучения. Отдельные разделы могут быть полезны аспирантам и специалистам, работающим в области эксплуатации теплоэнергетического оборудования.

УДК 621.182(075)

ББК 31.38я7

ISBN 978-5-91646-497-9

© ВШТЭ СПбГУПТД, 2026

© Сколяров Я. Н., Зеленский С. И.,

Смородин С. Н., Рыжиков В. А., 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. ШТАТНЫЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК	5
1.1. Подготовка котельной и системы отопления к работе	5
1.2. Эксплуатация котельной установки	20
1.3. Эксплуатация вспомогательного оборудования котельной.....	43
ГЛАВА 2. ВНЕШТАТНЫЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК	125
2.1. Эксплуатационные испытания котлов.....	125
2.2. Аварийные ситуации и неисправности основного и вспомогательного оборудования.....	168
2.3. Организация ремонта.....	173
ГЛАВА 3. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА	188
3.1. Обязанности обслуживающего персонала котельной	188
3.2. Правила Ростехнадзора, техника безопасности при обслуживании электрооборудования и выполнении газоопасных и ремонтных работ в котельной.....	190
3.3. Пожарная безопасность. Мероприятия по противопожарной безопасности в котельных	193
3.4. Типовые мероприятия по охране окружающей среды	195
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	204
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	205

ВВЕДЕНИЕ

Отопительные котельные занимают одно из ведущих мест среди потребителей энергетических ресурсов, расходуя до 50 % произведенного топлива в РФ. В настоящее время по всей стране насчитывается свыше 73 тыс. котельных мощностью от 1 до 100 Гкал/ч, работающих на твердом, жидком и газообразном видах топлива. Число котельных по типу мощности составляет: до 3 Гкал/ч насчитывается свыше 57 тыс., от 3 до 20 Гкал/ч насчитывается 13 тыс., от 20 до 100 Гкал/ч насчитывается 3,6 тыс. котельных. Общее число котельных, работающих на газообразном виде топлива составляет свыше 44 тыс., на жидком виде топлива – свыше 2,5 тыс., на твердом – свыше 25 тыс., но их количество с каждым годом снижается. По всей стране на котельных работает свыше 2 млн. человек.

Техническая эксплуатация отопительных котельных связана с трудоемкими процессами и привлечением специально обученного персонала инженерно-технических специальностей. К персоналу котельных, операторам (машинистам) котлов, теплотехникам, работникам теплосети, техникам-лаборантам предъявляют высокие требования по владению методами регулирования технологических процессов и знаниям в области теплотехники, топливоиспользования, автоматизации технологических процессов, техники безопасности, водоподготовки и т.п.

Особенностью эксплуатации газифицированных котельных является малая инерционность протекающих процессов топливосжигания и вытекающие отсюда высокие требования к надежности предохранительных устройств, автоматики регулирования и безопасности работы основного и вспомогательного оборудования. Важнейшей задачей безопасной эксплуатации котельных является выполнение правил технической эксплуатации и правил техники безопасности.

В данном учебном пособии, предназначенном для студентов очной и заочной форм обучения, даны практические рекомендации по основным вопросам эффективного использования газообразного и жидкого топлива в котельных, а также надежной и безопасной эксплуатации систем газоснабжения, газового оборудования, горелочных устройств котлов различного типа и системы автоматики различного назначения.

ГЛАВА 1. ШТАТНЫЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

1.1. Подготовка котельной и системы отопления к работе

Современные котельные установки – совокупность одного и более котлов и вспомогательного оборудования – представляют собой сложные теплотехнические объекты, предназначенные для получения пара или горячей воды с давлением выше атмосферного. Паровые стационарные котлы подразделяются на котлы низкого давления для получения пара с давлением менее 1,0 МПа (10 кгс/см²), среднего давления – от 1 МПа до 10 МПа и высокого давления свыше – 10 до 22,5 МПа включительно. Для обеспечения безопасной, надежной и экономичной работы котельной необходимо правильно организовать ее эксплуатацию и обслуживание.

Паровые и водогрейные стационарные котлы относятся к объектам котлонадзора, пуск в работу и эксплуатация которых строго регламентируются соответствующими «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов», а также методическими рекомендациями. В процессе эксплуатации периодически обследуют и производят техническое освидетельствование котлов с целью проверки технического состояния объекта, соответствия его «Правилам» и определения возможности дальнейшей эксплуатации.

В процессе проверки оборудования, арматуры и приборов безопасности стационарных котлов все необходимые операции выполняет персонал котельной под наблюдением ответственного лица. Необходимые для этого контрольно-измерительные приборы, инструменты и другие технические средства, включая спецодежду, должны быть предоставлены на месте. Периодичность обследования и технического освидетельствования котлов определяется правилами технической эксплуатации (ПТЭ) и правилами техники безопасности (ПТБ).

При обследовании котельной проверяют: а) организацию и эффективность осуществления технического надзора за безопасной эксплуатацией котлоагрегатов и другого оборудования; б) организацию обучения проверки знаний обслуживающего персонала; в) наличие и содержание требуемой правилами технической документации; г) соответствие технического состояния и обслуживания котлов требованиям правил ПТЭ и ПТБ; д) выполнение мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации котельной. Обследование проводят в присутствии лиц, ответственных за эксплуатацию оборудования. Непосредственно на рабочем месте проверяют знания и практические навыки персонала по обслуживанию газового оборудования, автоматики безопасности, ликвидации аварийных ситуаций, искусственно создаваемых по указанию ответственного лица. Проверку знаний правил, норм и инструкций по эксплуатации инженерно-техническими работниками предприятия проводят в соответствии с установленными положениями.

На предприятии необходимо содержать в надлежащем порядке следующую документацию по паровым и водогрейным котлам: паспорт с приложениями (на каждый объект); ремонтный журнал; сменный журнал; производственную инструкцию; режимные карты по водоподготовке; журналы по водоподготовке и контрольной проверке манометров; инструкцию по эксплуатации приборов автоматики защиты и сигнализации.

Установленная в котельной автоматика должна соответствовать требованиям ПТЭ, ПТБ и другим действующим нормативным документам, предусмотренным проектом, а режим работы автоматики – данным пусконаладочного формуляра (акта), подготовленного специализированной организацией. Рекомендуемый срок устранения неисправностей автоматики составляет не более двадцати четырех часов и максимально не должен превышать 5 сут. (по согласованию с руководством предприятия и с одновременным утверждением дополнительных мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации котельной). Если при обследовании котельной выявлены грубейшие нарушения в работе приборов автоматики и соответствующие меры со стороны администрации предприятия и ответственных лиц не приняты, то подача газа на котел (котельную) запрещается.

Техническое освидетельствование котлов может быть первичным (до пуска котлов в работу) и периодическим (в процессе эксплуатации). Перед техническим освидетельствованием котел должен быть остановлен, охлажден и подготовлен к внутреннему осмотру в соответствии с требованиями ПТЭ и ПТБ. В процессе технического освидетельствования выполняют следующие работы: проверяют имеющуюся техническую документацию; производят внутренний осмотр котла, а также гидравлическое испытание котла и арматуры. Инспектор проверяет: соответствие заводского и регистрационного номера котла, записанного в паспорте, записи в паспорте и ремонтном журнале о выполнении ремонтных работ, техническую документацию на средства автоматики и сигнализации, а также оснащение котла арматурой и контрольно-измерительными приборами. До проведения внутреннего осмотра котла инспектор или другое ответственное лицо проверяет надежность отключения его от действующих котлов и выполнение других мер безопасности.

При внутреннем осмотре элементов котла со стороны топочного пространства и газоходов проверяют состояние обмуровки и газовых перегородок, а в барабанах осматривают внутренние поверхности для выявления дефектов сварных швов металла. Периодический внутренний осмотр котлов проводят не реже чем через каждые 4 года эксплуатации. При первичном освидетельствовании могут быть выявлены дефекты, допущенные при монтаже котла, или коррозия и дефекты, появившиеся в результате неправильного хранения и транспортировки котла. Наиболее опасными из них являются трещины в стенках коллекторов, в местах развальцовки труб, штуцеров и коллекторов. При периодических освидетельствованиях выявляются повреждения и износ элементов котла, возникающие в процессе его эксплуатации.

Гидравлическое испытание котла производят через каждые 8 лет эксплуатации при условии удовлетворительных результатов внутреннего осмотра. Вместе с котлом испытывают его арматуру (предохранительные клапаны, указатели уровня воды, запорные органы). Для испытаний котел наполняют водой, после чего медленно и без толчков повышают давление до пробного. При этом в течение 5 мин не должно быть снижения давления, контролируемого двумя проверенными рабочими манометрами. При появлении в период испытания шума или стуков испытание немедленно прекращают и выясняют их причину. Результаты гидравлического испытания котла считают удовлетворительными, если не обнаружено признаков разрыва, течи в основном металле, сварных и вальцовочных соединениях, остаточных деформаций.

В случае выявления дефектов, в зависимости от их характера, инспектор может принять решение о запрещении работы котла или о пуске его во временную эксплуатацию со снижением рабочих параметров пара или горячей воды и сокращением срока его очередного освидетельствования. Результаты технического освидетельствования и заключения по ним инспектор записывает в паспорт котла.

Требования к водному режиму паровых и водогрейных котлов

Выбор способа обработки воды для питания котлов осуществляется с учетом качества исходной воды и требований, предъявляемых к питательной воде котлов в соответствии с правилами ПТЭ и ПТБ, а также другими инструкциями, регламентирующими работу котлов.

Основными накипеобразующими примесями необработанной воды являются соли кальция и магния, содержание которых обуславливает жесткость воды. Общая жесткость (J_0) складывается из постоянной (некарбонатной) и временной (карбонатной) жесткости. Накипь, состоящая в основном из CaCO_3 , образуется при нагреве воды уже до 40–50 °С. В местах ее отложения происходит перегрев металла котла и появление его деформаций или даже трещин. За единицу измерения жесткости воды принят миллиграмм-эквивалент (мг-экв), равный 20 мг кальция или 12 мг магния. Концентрация солей жесткости в воде выражается в мг-экв/кг или в мкг-экв/кг. По общей жесткости все природные воды условно можно разделить на три группы: мягкие ($J_0 = 4$ мг-экв/кг), средней жесткости ($J_0 \leq 4\text{--}7$ мг-экв/кг) и жесткие ($J_0 \geq 7$ мг-экв/кг).

Качество воды, кроме общей жесткости, характеризуют также показателем щелочности – количеством находящихся в воде гидратов, карбонатов и бикарбонатов. Щелочность воды выражается в тех же единицах, что и жесткость. Относительная щелочность, определяемая путем пересчета на NaOH, для паровых котлов давлением до 4,0 МПа (40 кгс/см²) со сварными барабанами и сварными соединениями труб с барабанами и коллекторами не нормируются.

Важное значение для качества питательной воды имеют также показатель концентрации в воде водородных ионов – pH и содержание растворенного кислорода. При нейтральной реакции воды ее показатель pH равен 7; при pH < 7 реакция воды будет кислой, а при pH > 7 – щелочной. Содержание кислорода в

воде зависит от ее температуры и равно при 0°C 14,6 мг/кг, при 50°C – 5,6 мг/кг и при 100°C – 0. Сухой остаток котловой воды (в мг/кг), определяемый после ее выпаривания при 105°C, характеризует общее содержание воды, которое нормируется в продувочной воде паровых котлов.

Все котлы паропроизводительностью 0,7 т/ч и более должны быть оборудованы установками для докотловой обработки воды. Качество питательной воды для котлов с естественной циркуляцией должно удовлетворять следующим нормам:

а) общая жесткость, мкг-экв/кг, не более: для котлов газотрубных и жаротрубных, работающих на газообразном топливе и мазуте – 30; для котлов водотрубных с рабочим давлением 1,4 МПа (14 кгс/см²) – 20; для водотрубных котлов с рабочим давлением до 4,0 МПа (от 13 до 39 кгс/см²) – 15;

б) содержание растворенного кислорода, мкг/кг, не более: для котлов с рабочим давлением до 4 МПа, паропроизводительностью 2,0 т/ч и более, не имеющих экономайзеров, и котлов с чугунными экономайзерами – 100; для котлов с рабочим давлением до 4 МПа, паропроизводительностью 2,0 т/ч и более со стальными экономайзерами – 30;

в) содержание масла, мг/кг, не более – 3–5;

г) сухой остаток, мг/кг, не более – 100–300;

д) содержание железа, мг/кг, не более – 0,3;

е) общая щелочность – не нормируется.

Для обработки природных вод применяется схема: коагуляция–известкование–осветление. Эта схема применяется для удаления взвешенных веществ при их количестве до 100 мг/кг, органических примесей, уменьшения щелочности, солесодержания и содержания соединений железа. Коагуляцию и известкование исходной воды проводят в специальных аппаратах осветлителях. В качестве коагулянта применяют сернокислый алюминий (рН воды – 6,5–7,5). В результате обработки воды образуется осадок в виде шлама, который выводится из установки при непрерывной или периодической продувке. Конечным процессом схемы является фильтрование воды на осветительных фильтрах. При нормальной работе осветлителя концентрация взвешенных веществ должна составлять 10–12 мг/кг, после фильтрации не – более 5 мг/кг. В качестве фильтрующего материала применяют дробленый антрацит, кварцевый песок.

Для глубокого умягчения воды предусматривают обработку ее Na-катионированием: одноступенчатым для уменьшения величины J_0 до 0,1 мг-экв/кг и двухступенчатым – до 0,005–0,02 мг-экв/кг. Сущность метода состоит в замещении катионов кальция и магния на катионы натрия (т. е. в воде образуется бикарбонат натрия NaHCO_3 , определяющий щелочность воды в котле). В качестве катионита используют сульфуголь или ионообменные смолы КУ-1, КУ-2. Применяют также совместные схемы H-Na-катионирования (понижение щелочности и сухого остатка), NH_4 Na-катионирование, Na-C1-ионитный метод умягчения воды с одновременным снижением щелочности.

В схеме последовательного H-Na-катионирования обрабатываемую воду пропускают через H-катионитовые фильтры, а затем – после нейтрализации кислой воды неумягченной исходной водой и удаления углекислого газа в

декарбонизаторе воду доумягчают на Na -катионитовых фильтрах. Эту схему применяют для вод с солесодержанием >1000 мг/кг.

После Na-катионирования могут применяться коррекционные методы обработки воды:

а) аминирование для уменьшения содержания в паре свободной углекислоты и уменьшения коррозии пароконденсатного тракта;

б) фосфатирование или трилонирование – для защиты от отложений накипи на поверхностях нагрева котлов с давлением пара более 1,4 МПа (14 кгс/см^2);

в) сульфатирование для удаления нитритов из питательной воды котлов с давлением пара 3,9 МПа (39 кгс/см^2).

В настоящее время освоен выпуск блочных водоподготовительных установок, удовлетворяющих требованиям эксплуатации паровых котлов низкого и 1,0 (без среднего давления. К ним относятся: ВПУ осветлительного фильтра), ВПУ-1, 0М и ВПУ-1, ОК (с осветлительным фильтром). В комплект установки ВПУ-1,0 входят катионитовый фильтр, растворный бак, верхнее и нижнее распределительные устройства, трубопроводы и арматура, манометры, фундаментная рама. В установку ВПУ-1,0М входят дополнительно осветлительный фильтр и насос 1,5ВС-1,3М.

Блочные водоподготовительные установки ВПУ-2,5 и ВПУ-5,0 (без осветлительного фильтра) предназначены для умягчения воды из артезианских скважин и водопровода и используются в комплексе с котлами Е-1,6/9 и Е-2,5/9. Цикл работы установки включает: умягчение воды на Na-катионитном фильтре, регенерацию ионитовой загрузки раствором поваренной соли и отмывку катионита от продуктов регенерации. В блочных водоподготовительных установках ВПУ-10,0М (с осветлительным фильтром) могут быть осуществлены четыре схемы обработки воды. Na-катионирование; совместное NH_4 -Na-катионирование; осветление – Na-катионирование; осветление совместное NH_4 -Na-катионирование. Установка работает при общей жесткости исходной воды не более 5 мг-экв/кг. Температура обрабатываемой воды во всех перечисленных установках должна быть не ниже 40°C . Жесткость умягченной воды составляет не более 20 мг-экв/кг.

Особенности водоподготовки в котельных со стационарными водогрейными котлами зависят от вида систем теплоснабжения (закрытая, открытая), а также от забора воды – из открытых водоемов, из подземных источников или при использовании воды хозяйственно-питьевого водопровода. При этом предусматривают Na-катионирование одноступенчатое: 1) для закрытых систем теплоснабжения при общей жесткости исходной воды 5 мг-экв/кг и менее; 2) для открытых систем теплоснабжения и систем горячего водоснабжения при жесткости исходной воды менее 2 мг-экв/кг. Применяют также метод H-катионирования с голодной регенерацией фильтров при тех же ограничениях на жесткость исходной воды.

Иногда производят подкисление умягченной Na-катионированием воды контактной серной кислотой при условии ее автоматического дозирования и последующего удаления свободной углекислоты для открытых систем

теплоснабжения и систем горячего водоснабжения. Магнитную обработку воды допускается производить при условии подогрева воды не выше 95°C и жесткости исходной воды не более 9 мг-экв/кг.

Удаление из питательной воды агрессивных газов – кислорода и свободной кислоты является заключительной стадией водоподготовки, осуществляемой в деаэраторах. Термический способ деаэрации воды основывается на том, что с повышением температуры воды растворимость в ней O_2 и CO_2 резко убывает, а при 100 °С содержание этих газов практически равно нулю. Для паровых котлов применяют деаэраторы атмосферного типа, работающие при абсолютном давлении 0,1 МПа (1 кгс/см²). Для водогрейных котлов принята вакуумная деаэрация при абсолютном давлении до 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) и температурах дегазируемой воды от 70 до 80°C. При определенных условиях вакуумные деаэраторы могут работать как атмосферные. К вакуумной деаэрации предъявляется требование максимальной плотности трубопроводов, во избежание подсосов воздуха в систему.

Деаэратор атмосферного типа ДСА (двухступенчатый, барботажный) состоит из деаэрационной колонки и бака – аккумулятора со встроенным барботажным устройством, разделенным перегородками на отсеки. Греющий пар по трубе подается в паровую коробку и, проходя через отверстия дырчатого листа, барботирует в слой воды, движущейся в сторону от водящего патрубка. Подача пара осуществляется через регулятор давления, настроенный на давление при выходе 0,05–0,7 МПа (0,5–0,7 кгс/см³). Согласно ГОСТ 16860-88 «Деаэраторы термические», температура дегазируемой воды должна составлять 102–104°C, а изменение подогрева воды должно быть не более 10–40°C.

В настоящее время разработана более совершенная конструкция двухступенчатых атмосферных барботажных деаэраторов типа (НПО ЦКТИ). Барботажное устройство в них расположено в нижней части деаэрационной колонки, которая устанавливается на деаэрационный бак старой конструкции. Подвод пара осуществляется со стороны, противоположной колонке. Благодаря этому обеспечивается надежная вентиляция парового объема бака. Вакуумная деаэрационная установка представляет собой вакуумную колонку и аккумуляторный бак, находящийся под атмосферным давлением. Вакуумная колонка имеет две ступени дегазации: струйную и барботажную. Подогретая вода подается на верхнюю секционированную тарелку колонки. Под барботажный лист подается пар или перегретая вода (120–140 °С), при вскипании которой образуется паровая подушка и происходит барботаж пара в слой воды. Эти деаэраторы укомплектованы водоводяными эжекторами, охладителями выпара, регулирующими клапанами и системой автоматического регулирования и контроля.

Продувку котлов производят для поддержания постоянной концентрации солей жесткости в котловой воде и удаления как растворенных солей, так и взвешенного шлама. При эксплуатации паровых котлов применяют непрерывную и периодическую продувку. Непрерывную продувку ведут из мест с наиболее высоким солесодержанием котловой воды, т. е. до смешения ее с подпиточной водой. В схемах со ступенчатым испарением продувку производят

из соленых отсеков. К оборудованию непрерывной продувки относятся сепаратор продувки и холодильник отбора проб котловой воды.

Обычно величину продувки котла назначают в процентах от паропроизводительности, имея в виду сохранение солевого баланса: количество солей, вносимых с подпиточной водой, должно быть равно количеству солей, вынесенных из котла насыщенным паром и продувочной водой. Ориентировочно расчетная продувка должна составлять не более 10 % для котлов с давлением пара до 1,4 МПа (14 кгс/см³) и до 5 % для котлов с давлением пара 3,9 МПа (39 кгс/см³). Периодическую продувку осуществляют 2 раза в смену из мест, где ожидается скопление шлама обычно из нижних коллекторов или нижних барабанов котла. До начала продувки необходимо проверить уровень воды в деаэраторе (ее запас должен составлять не менее половины уровня). Кроме того, уровень воды в барабане котла должен быть несколько выше нормального при автоматическом питании и высший – при ручном питании.

В котельной должен быть заведен журнал по водоподготовке для записей результатов анализа воды, выполнения режима продувки котлов и операций по обслуживанию водоподготовки. При каждой остановке котла для очистки внутренних поверхностей нагрева в журнале по водоподготовке записывают вид и толщину накипи и шлама, наличие коррозии, а также признаки неплотностей (парение, наружные наросты солей) в вальцовочных соединениях.

Автоматический контроль работы котлов

Техническая эксплуатация паровых и водогрейных котлов котельных связана с трудоемкими и утомительными для ручного обслуживания процессами. Нарушения нормального хода технологических процессов в котлах могут вызвать тяжелые последствия и аварии отопительных систем. Поэтому непременным условием эксплуатации котельных является комплексная автоматизация работы основного и вспомогательного оборудования, которая обеспечивает сохранение материального и энергетического баланса установки при оптимальном КПД, минимальных потреблении топливно-энергетических ресурсов, минимальном загрязнении окружающей среды, безопасной работе на любых нагрузках. К основному оборудованию котельной относятся: стационарный котел, дымососы и вентиляторы, пароперегреватель и экономайзер; к вспомогательному оборудованию – насосно-деаэраторная установка, химводоочистка, теплофикационное оборудование, газорегуляторная установка (при работе на газе) и топливоподача (при работе на мазуте).

Уровень автоматизации котельной зависит как от ее мощности (паропроизводительности или теплопроизводительности котлов), параметров получаемого пара или горячей воды, так и от вида топлива, вида потребителя, числа котлов в котельной. Объем автоматизации зависит от вида установленных котлов, схемы котельной и определяется требованиями СНиП установленных котлов. Особое внимание в проекте автоматизации уделяют основным подсистемам автоматического регулирования рабочих параметров котла,

технологической защите, дистанционному управлению, теплотехническому контролю, технологической блокировке и сигнализации.

Требования к производству работ по монтажу и наладке систем автоматизации следует соблюдать в соответствии с ведомственными нормативными документами и правилами ПТЭ и ПТБ. Монтаж приборов автоматического регулирования, основных контрольно-измерительных приборов и аппаратуры дистанционного управления и сигнализации осуществляется в шкафных щитах. Установку приборов и отборных устройств в местах измерений производят согласно установленным требованиям. Включение в работу, эксплуатацию и обслуживание аппаратуры производят в соответствии с заводскими и отраслевыми инструкциями.

В процессе эксплуатации паровых и водогрейных котлов необходимо поддерживать заданные значения параметров, определяющие нормальное протекание технологического процесса. Для этого требуется соответствующая аппаратура контроля и управления: контрольно-измерительные приборы и исполнительные устройства с автоматическим или дистанционным управлением.

Технологический контроль заключается в измерении следующих параметров: расхода, давления и температуры вырабатываемого пара или горячей воды; расхода питательной воды, ее давления и температуры; давления и температуры топлива и воздуха, идущего на горение; температуры уходящих газов, их состава; разрежения в топке и перед дымососом, а также определения: качества питательной воды; состава воздушной среды помещения котельной; расхода электроэнергии на собственные нужды. Текущий контроль и ведение режима осуществляют по показывающим приборам. Оперативный контроль, анализ и прогноз режимов работы ведут с помощью регистрирующих приборов. Измерения количества топлива (газа, мазута), расхода пара, воды и электроэнергии производят по расходомерам с суммирующими счетчиками.

Тепловые щиты с приборами контроля принято устанавливать вблизи фронта котла для удобства сочетания дистанционного управления с возможностью визуального наблюдения за показаниями приборов. Индивидуальное расположение щитов позволяет также использовать простые кнопочные системы управления остановом и пуском отдельных устройств с помощью электрических исполнительных механизмов (ЭИМ). Расположение тепловых щитов может быть выполнено по групповой схеме, что возможно при полной автоматизации технологического процесса, использовании газообразного и жидкого топлива, централизованном контроле за параметрами пара или теплоносителя и автоматической блокировке. Последняя может быть запретно разрешающей и аварийной. Запретно-разрешающая блокировка предназначена для предотвращения неправильных включений или выключений механизмов, предупреждения случайного отклонения от заданной последовательности срабатывания цепей питания и т. п., а аварийная служит для автоматического последовательного отключения механизмов или цепей, расположенных по ходу технологического процесса до аварийно-отключаемого участка.

Важная роль при управлении режимом работы котлов отводится сигнализации, которая может быть технологической и командной. Технологическая сигнализация разделяется на предупредительную, контрольную и аварийную. Предупредительная сигнализация извещает персонал о возникших нарушениях либо нормального режима работы котла, либо самой системы автоматики. *Контрольная* сигнализация служит для извещения персонала в данный момент о работе или остановке оборудования, положении запорных и регулирующих органов. *Аварийная* сигнализация предназначена для извещения персонала о необходимости экстренного вмешательства в работу регулирующих устройств, от которых зависит нормальный ход технологического процесса. Часто аварийная световая сигнализация сопровождается подачей звукового сигнала.

Командная сигнализация обычно выводится на световое табло и служит для передачи односторонних, наиболее часто повторяющихся сигналов (команд) от одного участка цепи управления к другому. Применение систем автоматизированного технологического контроля и управления позволяет повысить надежность работы оборудования, исключить аварийные ситуации и увеличить экономичность работы котла за счет более точного и сбалансированного поддержания оптимальных параметров пара или воды на выходе из котла.

Исполнительные механизмы в приборах и устройствах систем автоматики служат для перемещения регулирующих и запорных органов в соответствии с командной информацией от управляющего устройства (регулятора). Эти механизмы являются конечными в цепи управления и от их надежной работы зависит качество работы всей системы автоматизации. В большинстве систем автоматизации котельных находят применение исполнительные механизмы, работающие на электрической энергии (ЭИМ). Они хорошо сочетаются с различными реле и регуляторами и обеспечивают выполнение различных законов регулирования. Моторные ЭИМ выполняются главным образом по принципу пропорционального действия, но могут отрабатывать и двухпозиционную команду при условии использования реверсивного двигателя.

Электромагнитные клапаны (ЭК), имея ряд преимуществ перед моторными ЭИМ (простоту и компактность конструкции, удобство подключения в системе регулирования), по принципу своей работы не могут заменить моторные механизмы там, где требуется регулировать положение заслонок и клапанов, подачу топлива и воздуха, разрежение в топке котла и т. п. Преимуществом ЭК является их быстрое действие, поэтому их обычно устанавливают в схемах защиты на линиях подачи импульса или среды.

К основным элементам ЭИМ, представляющим собой электроприводы различных органов, относятся: электродвигатель; редуктор, понижающий частоту вращения; выходные устройства для механического сочленения вала с регулирующим органом; дополнительные устройства в виде предельных выключателей, устройств самоторможения при отключении электродвигателя, переключателя ручного управления, дистанционного указателя и т. п. Так, в

моторном ЭИМ пропорционального действия типа ПР-М основными частями являются однофазный реверсивный электродвигатель, редуктор и пропорциональный предельный выключатель, смонтированные в общем корпусе. При повороте главного валика редуктора скользящие контакты, находясь в крайнем правом или крайнем левом положении, размыкают цепь электродвигателя.

Для автоматизации привода клапанов и заслонок малой мощности были разработаны новые моторные электрические однооборотные исполнительные механизмы типа МЭО. Механизм воспринимает электрическую команду, которая может подаваться с помощью магнитного контактного пускателя (тип МЭОК) или бесконтактного тиристорного пускателя (тип МЭОБ). Существуют также многооборотные механизмы с вращающимся выходным устройством (МЭМ), а также с поступательным движением этого устройства (МЭП). В сочетании с импульсным прерывателем различные виды ЭИМ обеспечивают повторно-кратко временный (импульсный) режим включения двигателя с заданным соотношением длительности импульса, формируя требуемый закон перемещения регулирующего органа и обеспечивая среднюю скорость перемещения, зависящую от величины управляющего сигнала.

Электромагнитный клапан (ЭК) является двухпозиционным запорным органом с электрическим дистанционным управлением. Мембранные ЭК типа СВМ применяются для автоматизации паровых и водогрейных котлов, работающих на газообразном топливе. Эти клапаны выпускают двух типов: комбинированного и непрямого действия. В комбинированном клапане усилие, открывающее главный клапан, создается перепадом давлений на мембране и силой тяги электромагнита, а в клапане непрямого действия – только мембраной, поэтому главный клапан будет открываться при появлении перепада давления на закрытом клапане. Электромагнит втягивает сердечник, являющийся вспомогательным клапаном, который закрывает перепускной канал, обеспечивая необходимый перепад давлений на мембране.

Отсечные органы обеспечивают действие защитных устройств автоматики безопасности котлов. Основное требование сводится к тому, что электрический или электромагнитный привод клапана-отсекателя при нормально открытом его положении должен находиться под напряжением. Это условие необходимо для подачи сигнала на отсечку подачи топлива путем закрытия клапана при размыкании контактов, блокирующих реле.

В качестве отсечных устройств при работе котлов на газообразном топливе применяют обычные клапаны блокировки КБ, предохранительные клапаны ПКН, снабженные электромагнитом типа МИС-4100, и клапаны-отсекатели КО. При работе котла на мазуте устанавливают запорный соленоидный клапан ЗСК на рабочее давление 2,5 МПа (25 кгс/см³) и напряжение 220 В. На газопроводах к запальникам устанавливают соленоидные вентили СВФ или СВИ, причем при наличии напряжения на катушке электромагнита вентиль открыт, а при его отсутствии – закрыт.

При использовании клапана-отсекателя КО, устанавливаемого на газопроводе низкого давления в качестве электромагнитного привода применяют

соленоидный клапан СК. Принцип работы клапана основан на сравнении давлений: газа, подводимого под мембрану, и атмосферного давления воздуха над мембраной. При выравнивании давления обеих полостей мембранной камеры клапан закрывается под действием собственной массы. При нарушении одного из параметров защиты СК срабатывает, газ поступает в верхнюю полость мембранной камеры клапана КО и одновременно через дроссельное отверстие в атмосферу. Давление в полостях камеры выравнивается и КО перекрывает подачу газа. Описываемые устройства применяют и для регулирования расхода газа в зависимости от нагрузки котла.

Контроль работы топочных устройств котлов, работающих на газообразном топливе, сводится главным образом к контролю разрежения в верхней части топки. Для этого используются дифференциальные тягомеры ДТ-2 или датчики тяги ДТ-100 мембранного типа. Импульс от датчика поступает на исполнительный механизм дымососа, который снабжен направляющим аппаратом. Последний представляет собой многолопастное дроссельное устройство, устанавливаемое во всасывающем патрубке машины. Направляющий аппарат дросселирует и одновременно закручивает поток дымовых газов в сторону вращения ротора. Благодаря этому достигается изменение производительности дымососа без существенной потери полезной мощности и регулируется разрежение в газовом тракте котла.

В настоящее время применяют устройства, предназначенные для регулирования производительности тягодутьевых машин путем изменения частоты вращения электродвигателя. К этим устройствам относятся электромагнитные индукционные муфты скольжения и тиристорные устройства для работы электродвигателей в режиме асинхронно-вентильного каскада. Муфту устанавливают между электродвигателем и приводным агрегатом. Ротор муфты механически связан с валом вентилятора, а статор с валом электродвигателя. Регулирование частоты вращения вентилятора осуществляется путем изменения магнитной связи ротора муфты со статором за счет изменения тока возбуждения. При этом изменяется величина магнитного потока, связывающего ротор и статор муфты, скольжение ротора по отношению к статору меняется так, как это происходит в асинхронных двигателях.

Приборы и средства контроля за безопасной эксплуатацией газифицированных котельных

При работе котлоагрегатов на газовом топливе в их топках, газоходах, в помещении ГРУ и самой котельной при определенных условиях может образоваться взрывоопасная газоздушная смесь. Если ее температура достигнет температуры воспламенения 500–600 °С, то независимо от того, произошло ли это во всем объеме или в ограниченной его части, возможен взрыв смеси и, как следствие, разрушение или повреждение конструктивных элементов самого котлоагрегата, газоходов, ограждающих конструкций здания и др.

Накопление в топках и газоходах горючего газа и образование взрывоопасных смесей его с воздухом происходит наиболее часто вследствие

утечки газа из газопроводов через горелочное устройство из-за неплотностей запорной арматуры, нарушения порядка продувки газопроводов и розжига горелок, а также других нарушений инструкции по эксплуатации. Наиболее ответственным с точки зрения безопасности является розжиг холодного котлоагрегата. Особенно это относится к котлам, не имеющим дымососов и дутьевых вентиляторов. Тогда вентилирование топки и газоходов в них происходит только за счет разрежения, создаваемого естественной тягой дымовой трубы. При неработающих котлах значение этого разрежения близко к нулю и для вентилирования топки и газоходов требуется длительное время или даже создание принудительной тяги. В таких случаях необходима тщательная проверка замкнутых объемов котла и помещения самой котельной на отсутствие загазованности с помощью приборов.

Анализ статистических данных показывает, что подавляющее число взрывов и хлопков в газифицированных котельных (примерно 57 % общего числа) происходит в момент первоначальной растопки, когда в заполненную газовоздушной смесью топку вводится горящий запальник или электрическая искра от запального устройства; 15 % взрывов происходит при повторных розжигах, если факел горелки по какой-либо причине не стабилизировался (пламя оторвалось или проскочило на сопла горелки) и если после этого топка и газоходы не были тщательно провентилированы.

Однако взрывы и хлопки случаются и на работающих котлоагрегатах. Главная причина этого – сжигание газа со значительным химическим недожогом. Продукты неполного горения газового топлива в смеси с воздухом накапливаются в застойных зонах и при соответствующих температурах и концентрациях газов в смеси способны взрываться. Таким образом, контроль наличия пламени, а также состояния воздушной среды котельной, топочной камеры и газоходов – непереносимое условие безопасного использования газового топлива в котлах.

Контроль наличия пламени в топке котла производится с помощью датчиков различного типа: термоэлектрических (термопар), ионизационных (электродных), фотоэлектрических и др. Под действием температуры, степени ионизации пламени или его светового излучения датчики вырабатывают электрический сигнал, который усиливается усилителем и подается на исполнительные приборы автоматики и в схему сигнализации. В электрических схемах автоматики котельных предусматривается, как правило, автоматический розжиг запальной горелки с помощью электрозапального устройства.

Комплект автоматического газового запальника КЭЗ (модификации КЭЗ-1 и КЭЗ-2) предназначен для розжига одной или двух горелок с дистанционным контролем наличия пламени в топке котла в период розжига, КЭЗ-1 состоит из электрозапальника, электромагнитного газового клапана КГ-10, трансформатора зажигания ТЗ-2 и блока управления запальником. В комплект КЭЗ-2 входят два электрозапальника и два трансформатора зажигания, а контроль пламени осуществляется с помощью двух контрольных электродов КЭ и двух фотоэлектрических датчиков пламени ФД.

В комплекте КЭЗ-2 используется автомат контроля пламени АКП-2, предназначенный для защиты от погасания газового факела в топке котла. Принцип работы автомата состоит в том, что контролирующий электрод КЭ, являющийся чувствительным элементом АКП-2, управляет контактами электромагнитных реле в защитных цепях в зависимости от наличия пламени в топке. Блок автоматики контроля пламени состоит из трансформатора, электронного усилителя, реле и тумблера и представляет собой двухкаскадный усилитель постоянного тока. Кроме АКП-2 для контроля пламени и автоматического дистанционного розжига горелок применяется запально-защитное устройство ЗЗУ. Работа устройства основана на принципе усиления пульсирующего сигнала излучения газового или мазутного факела в топке. Сигнал воспринимается фотодатчиком, работающим в схеме защиты топки от погасания пламени.

Прибор контроля факела «Пламя» является более современным видом аппаратуры быстродействующей защиты при самопроизвольном погасании факела в топке котла. Он состоит из фотодатчика ФД-2, чувствительным элементом которого являются два фоторезистора ФР1-3, и вторичного прибора, выдающего сигнал от фотодатчика в схему защиты и сигнализации. Конструктивно ФД-2 выполнен в виде цилиндра с фланцевым креплением, имеющим штепсельный разъем и штуцер для подвода водяного охлаждения. Масса фотодатчика не более 5 кг. Вторичный прибор размещается в щите.

Устройство контроля факела УКФП1 предназначено для автоматизации котлов, работающих на жидком или газовом топливе. Прибор УКФП позволяет непосредственно, без промежуточных реле, управлять отсечным электромагнитным клапаном путем выдачи на него и снятия с него для отсечки напряжения 220 В переменного тока. Устройство состоит из фотодатчика в виде фотодиода ФД-3, изменяющего напряжение на выходе под воздействием инфракрасного излучения, модуля (электронного блока) и соединительного кабеля длиной 6 м. Фотодиод, установленный внутри корпуса прибора, защищен стеклом, пропускающим инфракрасное излучение. Охлаждение прибора – воздушное при максимально допустимой температуре нагрева корпуса 60 °С. При наличии факела срабатывает реле управления, имеющее выходную контактную группу из пяти замыкающих и двух размыкающих контактов, с подачей напряжения на электромагнитный клапан. Масса модуля не более 2,5 кг, фотодатчика 0,6 кг.

Прибор Ф24.2 двухканального принципа действия, применяемый в схемах защиты и сигнализации щита типа Щ-К2, используется для независимого розжига и контроля двухзапальных устройств, когда к нему подключаются два датчика, два искрообразующих устройства и два электромагнитных клапана типа КГ-10. На каждый канал прибора устанавливается по 3 светодиода. Он может использоваться также для контроля пламени одной горелки, при этом для повышения надежности датчик включается на оба канала, а выходные цепи обоих каналов включаются последовательно. Ф24.2 применяют для автоматического розжига и контроля пламени горелочного устройства, когда

один канал служит для розжига и контроля пламени запальника, а другой для розжига и контроля пламени горелки.

Измерительные приборы, применяемые при эксплуатации систем газоснабжения котельных, можно классифицировать по способу снятия показаний на следующие виды: показывающие, по которым можно определить значение измеряемого параметра в каждый данный момент (манометр, термометр, тягомер и др.); регистрирующие, дающие значения измеряемого параметра на бумажном носителе – ленте или диске (манометры и термометры самопишущие и т. п.); интегрирующие с нарастающими во времени показаниями расхода или количества подводимой величины (газовый ротационный счетчик, водомер, электрический счетчик). Особый класс приборов, применяемых в газифицированных объектах, предназначен для контроля состояния воздушной среды этих объектов и отмечает только предельное значение величины (содержание газа), подавая звуковой и световой сигналы. Все контрольно-измерительные приборы, применяемые в котельных, подлежат периодической проверке и клеймению в сроки, установленные регламентирующими документами. Для каждого прибора определены условия его применения: температура и относительная влажность воздуха, взрывобезопасность, чувствительность к вибрации, ток и напряжение.

Определение содержания газа в воздухе достаточно быстро осуществляется портативными переносными газоанализаторами, из которых широкое распространение в свое время получил прибор ПГФ-2М. Этот прибор взрывобезопасен и использует принцип изменения электрического сопротивления плеч равновесного измерительного моста при нагревании чувствительного элемента, расположенного в камере сгорания газовой смеси. Ток, протекающий через чувствительный элемент моста, изготовленный из платины, обеспечивает накал его до температуры, достаточной для сгорания любого горючего компонента, содержащегося в отобранной пробе. Установка нуля индикатора на воздухе перед проведением измерения производится с помощью регулировочного сопротивления. Аналогичное устройство и принцип действия имеют приборы типа ИВП-1 (индикатор взрывоопасности переносной). В нем для получения теплового эффекта от сжигания смеси использовано чувствительное плечо, изготовленное из каталитически активного оксида алюминия, пропитанного палладием.

Оптические газоиндикаторы – наиболее распространенные в газовом хозяйстве приборы взрывобезопасного исполнения с быстрой фиксацией содержания горючего газа (метана) в воздухе.

Прибор типа ШИ (шахтный интерферометр) допускает измерение концентрации газа в пределах, % от 0–6 с допустимой погрешностью измерения $\pm 0,2\%$. Время измерения – до 1 мин. Принцип действия прибора ШИ-10 основан на явлении оптической интерференции, т. е. усиления или ослабления световых волн при их наложении друг на друга. При наличии газа в пробе воздуха происходит смещение интерференционной картины, которое наблюдают в окуляр. Шкала прибора с равномерными делениями градуирована в объемных процентах концентрации метана: цена деления 0,25 % об.

Универсальный газоиндикатор типа УГ-2 применяют для определения содержания в воздухе оксида углерода в пределах от 0,015 до 0,4 мг/л, допускаемых санитарными нормами для промышленных предприятий. При определении концентрации СО контролируемый воздух просасывается сначала через фильтрующий патрон и после этого поступает в стеклянную трубку с белым индикаторным порошком. При фильтровании удаляются примеси, влияющие на показания прибора. Содержание СО определяют по перемещению коричневого кольца в индикаторной трубке в направлении движения воздуха. Параллельно этой трубке расположены измерительные шкалы, градуированные миллиграммах на литр.

Сигнализатор метана СПМ-1 предназначен для непрерывного контроля за содержанием природного газа в воздухе подвальных, бытовых и служебных помещений. Когда содержание газа достигнет установленной предельной величины, прибор дает звуковой сигнал. Действие сигнализатора основано на каталитическом сжигании природного газа в камере на поверхности датчика, покрытой платино-палладиевым катализатором. Воздух поступает в камеру сгорания вследствие диффузии и конвекции. Содержание метана в воздухе, при котором должна срабатывать мостовая измерительная схема прибора, составляет $0,7 \pm 0,2$ %. Инерционность срабатывания не более 1,0 мин. Масса сигнализатора – 1,8 кг, гудка – 4,8 кг. Сигнализатор устанавливают в местах наиболее вероятных утечек и скопления газа в верхней зоне помещения.

Измерение расхода газа в котельных производят расходомерами с дроссельной диафрагмой. В качестве приемной части прибора установлены показывающие или самопишущие дифманометры, присоединенные к диафрагме импульсными линиями. Методика расчета и подбора дроссельных расходомеров, а также требования, предъявляемые при их установке на трубопроводах и присоединении к вторичным приборам, изложены в руководстве РД 50-213-80.

Ротационный счетчик – наиболее распространенный в котельных тип прибора, предназначенный для учета расхода (количества) газа. Счетчики типа РГ выпускают шести типоразмеров с номинальным расходом, м³/ч: 40, 100, 250, 400, 600 и 1000. Счетчик работает по принципу обращенного ротационного насоса, состоящего из двух роторов, имеющих в сечении форму восьмерки и расположенных в чугунном корпусе. Роторы приводятся в движение потоком газа, вал одного из них соединен через редуктор со счетным механизмом суммирующего типа.

Счетчики должны работать с минимальным расходом не менее 10 % номинального; порог чувствительности 1,5 %. Основная относительная погрешность показаний счетного механизма при температуре воздуха $20 \pm 5^\circ\text{C}$ составляет 1,5 % для всех типоразмеров счетчика. Каждый счетчик снабжен дифференциальным манометром для проверки перепада давления, зависящего от расхода проходящего газа. При номинальном расходе этот перепад не должен превышать 300 Па (30 кгс/м²). Повышение перепада давления в дифманометре свидетельствует о загрязнении роторов. Счетчики пропускной способностью 250 м³/ч и более имеют в нижней части корпуса основание для установки на фундамент.

1.2. Эксплуатация котельной установки

В соответствии с целевым назначением котлостроительная промышленность РФ выпускает паровые и водогрейные котлы, предназначенные для различных тепловых станций (котельных): энергетические – для электростанций; производственные для снабжения промышленных предприятий паром; отопительные для систем теплоснабжения. Котлы различают по типу, паро- или теплопроизводительности, параметрам генерируемого пара или температуре нагретой воды.

Паровые котлы по рабочему давлению делят на четыре группы: низкого (0,9–1,4 МПа), среднего (2,4–4,0 МПа), высокого (9,0–14,0 МПа) и сверхвысокого или закритического давления. По паропроизводительности – малой (до 25 т/ч), средней (35–220 т/ч) и высокой паропроизводительности. Водогрейные котлы по уровню нагрева воды, подаваемой в систему теплоснабжения, делят также на четыре группы: 95, 115, 150 и свыше 150 °С; по теплопроизводительности малой (до 2 МДж/с), средней (от 4,0 до 30,0 МДж/с) и высокой теплопроизводительности.

Отпуск пара или горячей воды производится на технологические цели производственных котельных, для удовлетворения потребностей в тепловой энергии систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, включая технологические нужды в отопительно-производственных котельных, для обеспечения теплотой отдельных зданий, жилых кварталов и микрорайонов осуществляется в отопительных котельных.

Применение паровых и водогрейных котлов средней производительности на тепловых станциях и районных отопительных котельных значительно облегчило задачу снабжения теплотой интенсивно растущих новых жилых застроек и небольших промышленных предприятий. Вместе с тем не потеряло своей актуальности использование паровых и водогрейных котлов малой производительности с низким давлением пара или уровнем нагрева воды. В отопительных котельных малой мощности при установке только водогрейных котлов одна группа котлов работает лишь на отопление по отопительному графику (с учетом прогноза погоды), а другая группа котлов обеспечивает нагрузку горячего водоснабжения. Такие котельные получили название котельных с единым теплоносителем. В них предусмотрена возможность в случае надобности переключать котлы из отопительной группы на работу в группе горячего водоснабжения и обратно.

Принципиальная тепловая схема отопительной котельной с водогрейными котлами показана на рисунке 1. На структуру схемы оказывает сильное влияние система горячего водоснабжения (открытая или закрытая). При закрытой системе горячего водоснабжения подогрев воды у потребителя осуществляют за счет использования теплоты воды, прошедшей через системы отопления и вентиляции. Наиболее часто применяют последовательную систему отопления и вентиляции и смешанное включение теплообменников для горячего водоснабжения потребителей воды температурой не выше 65 °С.

Необходимая температура воды (95, 115, 150 °С) обеспечивается нагревом в водогрейном котле (1). Циркуляция воды в системе отопления и вентиляции осуществляется сетевым насосом (4). Необходимая скорость воды в котле для устранения ее закипания обеспечивается рециркуляционным насосом (2), а температура воды в подающей магистрали регулируется подмешиванием обратной воды по перемычке (3) регулятором температуры. Подпитка воды из химводоочистки (6) производится пропуском воды через подогреватель (5) и очищенной воды через подогреватель (7). Далее подпиточная вода подается в деаэрационную установку (13), снабженную охладителем выпара (12), и поступает в бак (10) рабочей воды и эжектор (11), с помощью которого создается необходимый вакуум в деаэраторе. Насосы (8) и (9) служат для циркуляции воды в деаэрационной установке.

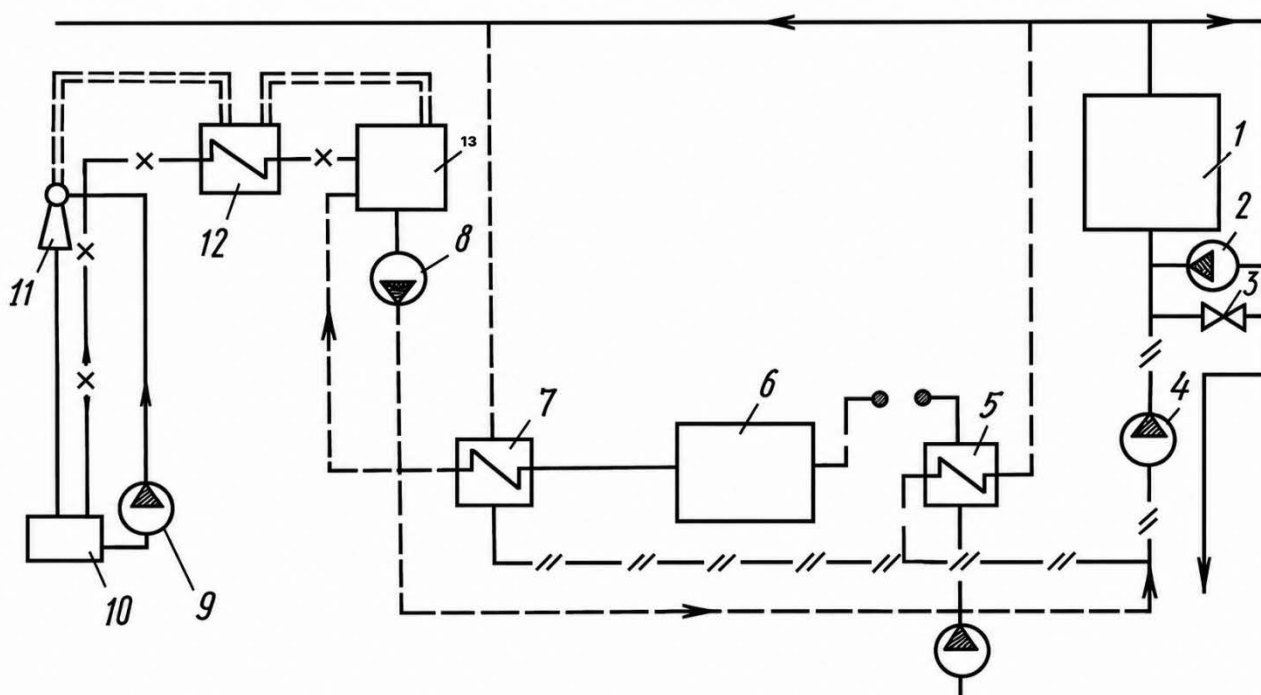


Рисунок 1. Принципиальная тепловая схема теплостанции с водогрейными котлами

В отопительных котельных горячая вода нагревается паром в теплообменниках, называемых подогревателями сетевой воды. На рисунке 2 показаны схемы присоединения подогревателей сетевой воды к паровым котлам. Подогрев воды паром можно осуществить, если подключить подогреватели (2) непосредственно к паропроводам (рис. 2, а) или после редукционной установки (3) (рис. 2, б). В первой схеме вода из теплосети подается насосом (5) и проходит подогреватель (2), расположенный над паровым котлом (1) на высоте 1,5–2,0 м от оси его верхнего барабана или подается в сеть через регулятор перепуска (4). Полученный в подогревателе конденсат самотеком стекает в нижний барабан котла. В случае, показанном на рисунке 2, б, подогреватель сетевой воды включен на более низкое, чем в схеме на рисунке 2, а, давление, а питание котла производится из бака (6) с помощью насоса (7).

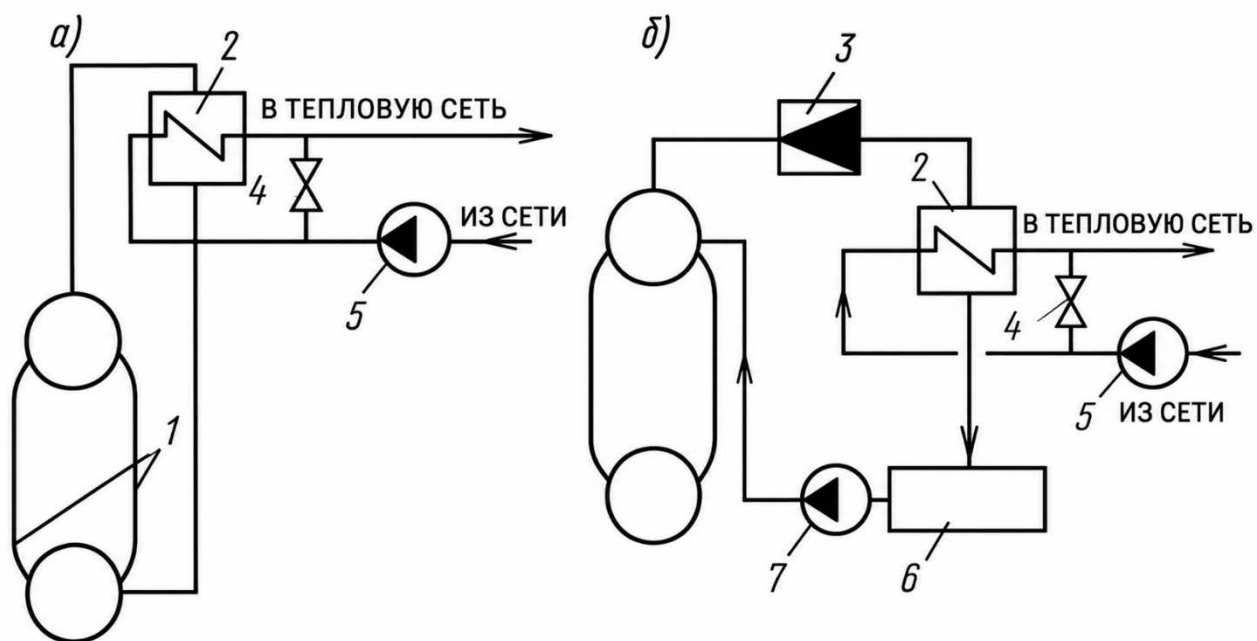


Рисунок 2. Схемы присоединения пароводяных теплообменников к паровым котлам

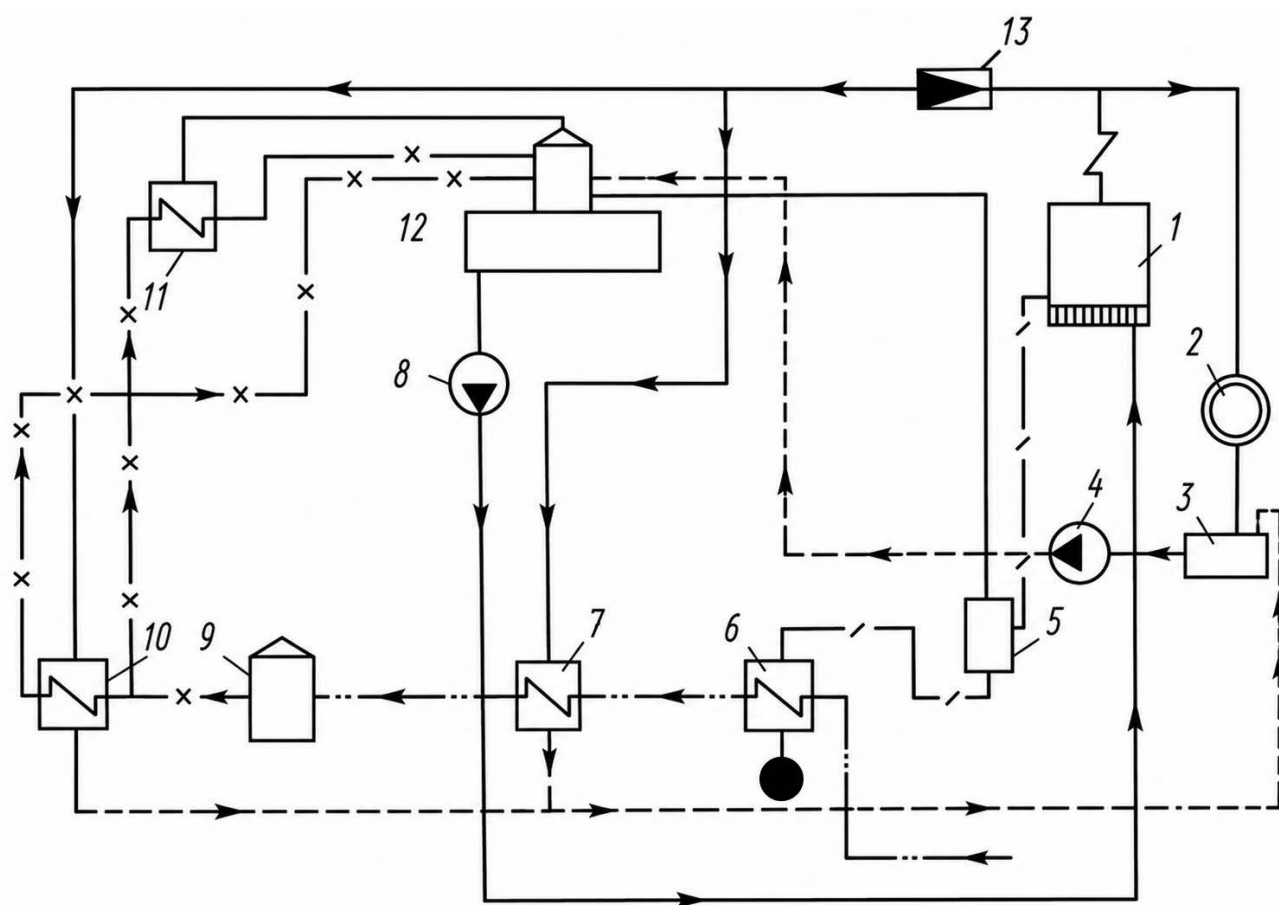


Рисунок 3. Принципиальная тепловая схема производственной котельной

Принципиальная тепловая схема производственной котельной показана на рисунке 3. Котельная оснащена только паровыми котлоагрегатами (1),

работающими на потребителя пара (2). Конденсат скапливается в баке (3) и насосом (4) подается в атмосферный деаэратор (12), снабженный охладителем выпара (11). Сырая вода на подпитку котла поступает через теплообменник (6), в который направляется теплоноситель из сепаратора непрерывной продувки (5). Далее по схеме следует подогреватель сырой воды (7), химводоочистка (9), подогреватель очищенной воды (10). Циркуляция питательной воды обеспечивается насосом (8). Давление греющего пара регулируется редукционной установкой (13).

Рассмотренные тепловые схемы котельных рассчитывают на обеспечение потребителей в расходах воды, теплоты и технологического пара, причем степень сложности расчета возрастает от схемы чисто отопительной к схеме производственной котельной. В последнем случае расчет возможен лишь методом последовательных приближений, т. е. для каждого из элементов составляют уравнения теплового и материального баланса, решение которых позволяет определить неизвестные расход и энтальпии теплоносителей. Увязка этих уравнений осуществляется на материальном и тепловом балансе деаэратора, куда сходятся основные потоки рабочего тела.

Ориентировочно на основе имеющегося опыта принимают: температуру воды, идущей на химводоочистку, в пределах 20–30°C; температуру исходной сырой воды зимой +5°C, летом +15°C; потери воды в тепловых сетях с закрытой системой горячего водоснабжения 0,5 % объема воды в системе потребителя. При открытой системе горячего водоснабжения количество воды, идущей на подпитку тепловых сетей, заметно возрастает может достигать 20 % расхода у потребителя. Кроме перечисленных расходов воды имеются безвозвратные ее потери на уплотнение, охлаждение приборов, на собственные нужды химводоочистки и т. п., составляющие 25–30 % количества подпиточной воды.

Питание котельного агрегата

Воду в котлы подают с помощью питательной установки. С особой надежностью необходимо производить питание паровых котлов. В этом случае неисправность питательных устройств или отсутствие соответствующей автоматики могут привести к тяжелой аварии, связанной с пережогом стенок экранных труб и даже металла барабана котла вследствие упуска уровня воды. Для питания водой мелких паровых котлов применяют инжекторы, называемые пароструйными насосами. Надежная работа инжекторов обеспечивается при температуре питательной воды не выше 40 °C при высоте подачи не более 2,0 м. Расход пара инжекторами составляет 7–9 % количества подаваемой воды.

В качестве основного устройства применяют центробежные насосы с электрическим приводом. Преимущества центробежных насосов – равномерность подачи воды, высокая экономичность и надежность работы, удобство регулирования производительности, простота в обслуживании. К недостаткам относятся необходимость в заполнении перед пуском, уменьшение КПД при малой подаче и большом напоре. На рисунке 4 показана схема включения питательного насоса. Вода подается в котельные агрегаты из

питательных, а иногда из деаэраторных баков (1) через всасывающий коллектор (2) насосом (3). За насосом последовательно располагают: обратный клапан (4) с задвижкой (5), нагнетательный коллектор (6), переходящий в питательную магистраль (7), на которой перед барабаном котла (8) также установлены обратный клапан и задвижка. Величину полного напора, необходимого для подачи воды в котел и создаваемого насосом, находят из уравнения

$$H_{\text{пп}} = (P_{\text{н}} - P_{\text{в}}),$$

где $p_{\text{н}}$ – давление в нагнетательном патрубке насоса, Па; $p_{\text{в}}$ – давление в приемном патрубке насоса, Па.

Значение $p_{\text{в}}$ складывается из давления столба воды (от ее уровня в питательном баке до приемного патрубка – $H_{\text{в}}$) и давления в деаэраторе за вычетом гидравлического сопротивления всасывающего трубопровода. Величина $H_{\text{в}}$ для надежной работы насоса должна быть такой, чтобы перед ним создавалось давление, превышающее давление насыщенного пара при данной температуре воды на линии всасывания. При несоблюдении этого условия перед насосом может произойти парообразование, насос будет работать на двухфазной среде, что приведет к опасности возникновения гидравлических ударов.

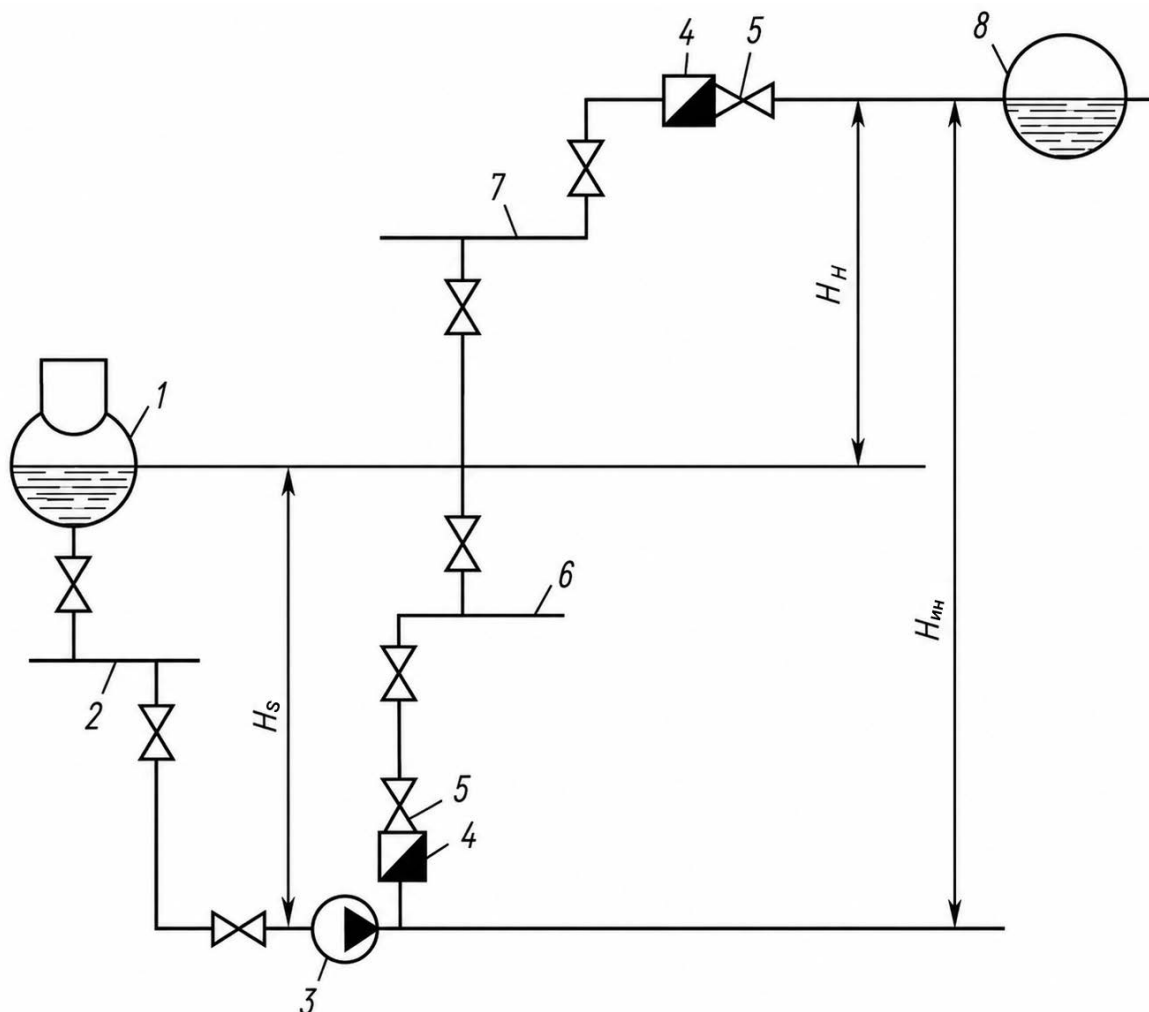


Рисунок 4. Схема включения насоса

Необходимое давление в нагнетательном патрубке насоса определяется величиной сопротивления, создаваемого подачей воды в барабан котла. Оно складывается из наибольшего возможного давления пара в барабане, давления столба воды H_2 от уровня насоса до уровня воды в барабане и суммы всех гидравлических сопротивлений в напорных трубопроводах, включая скоростной напор при входе в барабан котла. Мощность, потребляемую для привода насоса, Вт, определяют по формуле:

$$N = \frac{G_H \cdot H_{\text{пн}}}{\eta_n},$$

где G_H – подача насоса, м³/с; η_n – КПД насоса.

Паровые котлы типа ДКВР и ДЕ

В настоящее время в различных отраслях промышленности и коммунальном хозяйстве широко распространены различные типы двухбарабанных котлов – котлы ДКВР и пришедшие на смену новые котлы серии Е для работы на газе и мазуте ДЕ и твердом топливе КЕ производительностью, т/ч: 4,0; 6,5; 10; 16; 25. Эти котлы рассчитаны на рабочее давление 1,4 МПа (14 кгс/см²). Используются также котлы ДКВР, работающие при давлении 2,4 и 4,0 МПа. Наличие в котлах ДКВР и серии Е развитого кипятильного пучка обеспечивает глубокое охлаждение продуктов сгорания, а экранированная топочная камера способствует интенсивному поглощению лучистой теплоты, что в результате обуславливает высокую экономичность работы котлов. Небольшие тепловые напряжения водотрубных экранов предупреждают преждевременный износ обмуровки топки котла, способствуют долговечности самих экранов.

Реконструированные котлы ДКВР выпускает с 1960 г. Бийский котельный завод на избыточное давление 1270 кПа (13 кгс/см³) для получения насыщенного или перегретого пара: ДКВР-2,5-13; ДКВР- 4-13; ДКВР-6,5-13; ДКВР-10-13 и ДКВР-20-13 (первые цифры обозначают номинальную паропроизводительность в т/ч). Конструктивная схема котлов типа ДКВР, паропроизводительностью 2,5; 4; 6,5 и 10 т/ч, одинаково независима от вида используемого топочного топлива и применяемого топочного устройства. В блочно-транспортабельных котлах паропроизводительностью 10 и 20 т/ч с короткими верхними барабанами применено двухступенчатое испарение с установкой во второй ступени выносных циклонов, что позволяет улучшить качество пара при работе на питательной воде с повышенным содержанием солей.

Циркуляционная схема котла ДКВР-20 приведена на рисунке 5. Первая ступень испарения включает конвективный пучок, фронтальной и задней экраны, а также боковые экраны заднего топочного блока. Боковые экраны переднего топочного блока составляют вторую ступень испарения, циркуляционные контуры которой замыкаются через выносные циклоны и их опускные трубы. Питание второй ступени испарения осуществляется из нижнего барабана в выносные циклоны. Экраны первой ступени испарения питаются из нижнего барабана через нижние камеры боковых экранов – вода поступает по соединительным трубам. Фронтальной экран питается из верхнего барабана через нижнюю камеру и опускные рециркуляционные трубы.

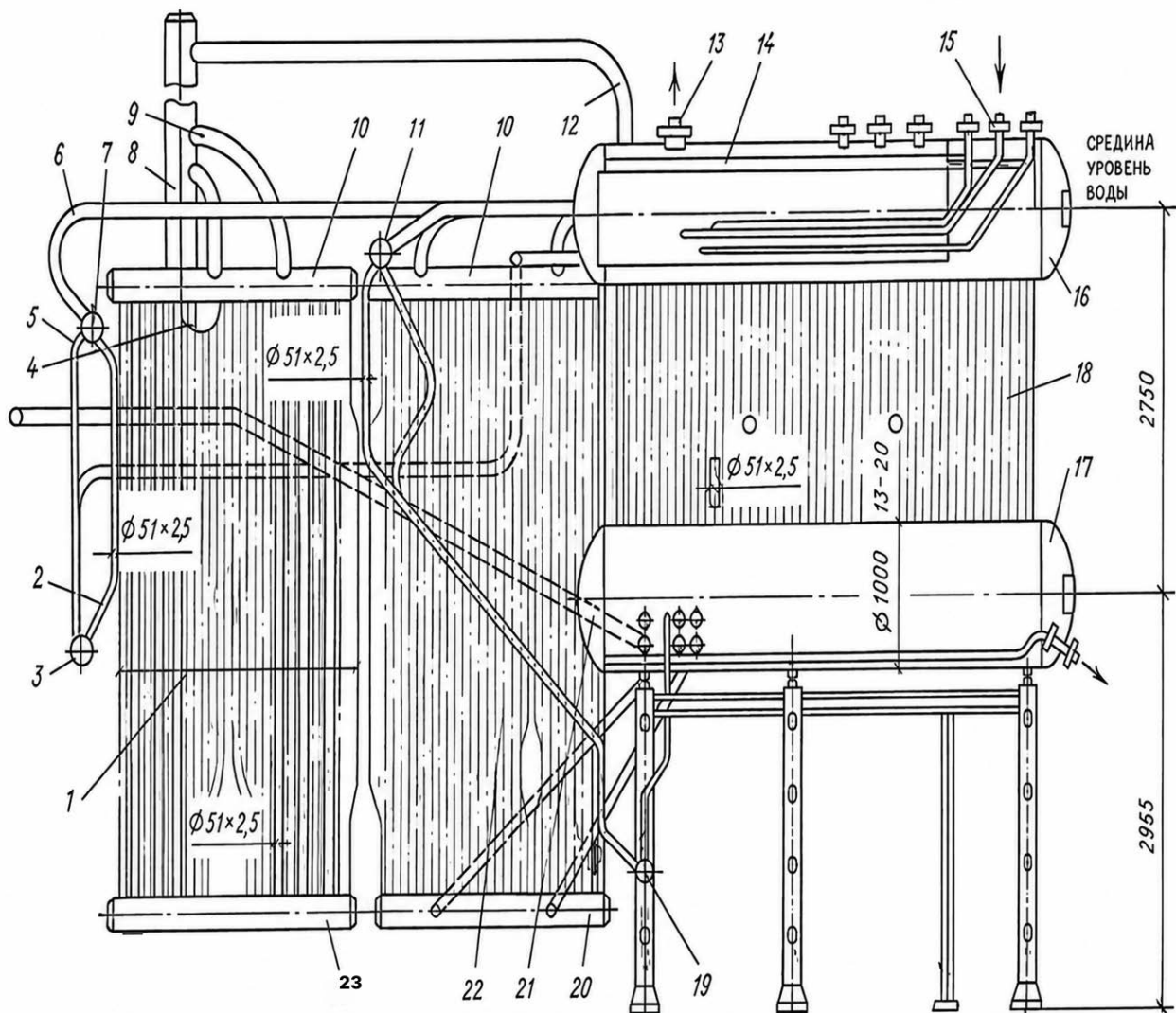


Рисунок 5. Схема циркуляции котла ДКВР-20:

1 – вторая ступень испарения; 2 – фронтальный экран; 3 – камера: 4 – непрерывная продувка; 5 – рециркуляционные трубы; 6 – перепускная труба из верхнего коллектора в барабан; 7, 10, 11 – верхние камеры; 8 – выносные циклоны; 9 – перепускные трубы из верхней камеры в выносной циклон; 12 – перепускные трубы на выносного циклона в барабан; 13 – патрубок отвода пара; 14 – сепарационное устройство; 15 – питательные линии; 16 – верхний барабан; 17 – нижний барабан; 18 – конвективный пучок; 19, 20 – нижние камеры; 21 – подпиточные трубы; 22 – боковые экраны

При использовании котлов ДКВР в качестве водогрейных их обычно устанавливают с применением бойлера (теплообменника), расположенного непосредственно над котлом. Тепловая схема работы котлов показана на рисунке (6). Обратная вода тепловой сети подается сетевым насосом (6) в индивидуальный теплофикационный экономайзер (3), установленный за каждым котлом (1), где она подогревается примерно на 8 °С. После экономайзера вода направляется в бойлеры (2), расположенные над котлом (рис. 6, а). В бойлерах вода теплосети подогревается до 150 °С и затем поступает в тепловую сеть (4),

имеющую подпитку (5). Конечная температура воды, поступающей в теплосеть, определяется температурой наружного воздуха и поддерживается регулятором температуры путем смешения горячей воды из бойлеров и обратной воды из теплосети. Конденсат из бойлера самотеком (по трубопроводу (7)) сливается в нижний барабан котла. Для обеспечения необходимого напора ось бойлера должна находиться выше оси барабана не менее чем на 1,5 м. Подвеска бойлера осуществляется обычно на строительных конструкциях. При такой схеме котлы ДКВР работают по замкнутому контуру и в установке обычных питательных насосов не нуждаются. Рабочее давление в котле поддерживается не выше 980 кПа (10 ати). Потери котловой воды складываются из утечки пара через неплотности арматуры и некоторого расхода пара на собственные нужды, например, деаэрацию и т. п. Все эти потери сравнительно невелики и обычно не превышают 1 %; в связи с этим подпитка котлов по линии 5 производится периодически (1–2 раза в смену) с помощью питательных насосов небольшой производительности, не показанных на схеме.

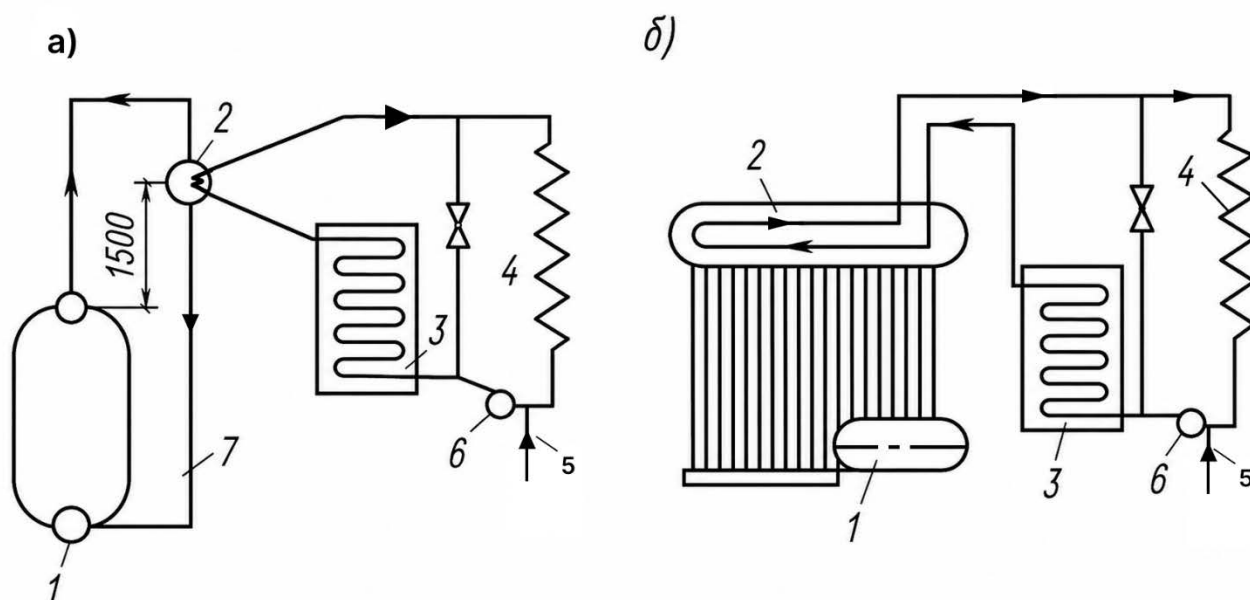


Рисунок 6. Тепловая схема работы котлов ДКВР с бойлерами

В отопительных котельных нашел применение котел ДКВР с бойлером, расположенным внутри барабана (см. рис. 6, б). Эта схема ничем не отличается от предыдущей (с расположением бойлера над котлом). Несмотря на кажущуюся простоту работы и уменьшение размеров помещения, необходимого для установки котла, указанная схема имеет ряд серьезных недостатков: загромождение барабана, ограниченную площадь поверхности бойлера, трудность ремонта и контроля.

Газомазутные вертикально-водотрубные паровые котлы типа Е (ДЕ) паропроизводительностью 4; 6,5; 10 и 25 т/ч предназначены для выработки насыщенного или слабоперегретого пара давлением 1,4 МПа. Топочная камера котлов размещена сбоку от конвективного пучка, образованного вертикальными трубами, развальцованными в верхнем и нижнем барабанах. Ширина топочной

камеры по осям боковых экранов труб одинакова для всех котлов – 1790 мм, глубина топочной камеры изменяется в зависимости от номинальной паропроизводительности котла. Основными составными частями этих котлов являются: верхний и нижний барабаны, конвективный пучок, Фронтальный, боковой и задний экраны, образующие топочную камеру. Трубы перегородки и правого бокового экрана, образующего также под и потолок топочной камеры, вводятся непосредственно в верхний и нижний барабаны. Для поддержания необходимого уровня скоростей газов в конвективных пучках котлов производительностью 4,0; 6,5 и 10 т/ч установлены продольные ступенчатые перегородки.

Плотное экранирование боковых стен потолка и пода топочной камеры позволяет на котлах применять легкую изоляцию в 2–3 слоя изоляционных плит толщиной 100 мм, укладываемую на слой шамотобетона по сетке толщиной 15–20 мм. Обмуровка фронтальной и задней стен выполнена по типу облегченной обмуровки котлов ДКВР (шамотный кирпич толщиной 65 мм и изоляционные плиты общей толщиной 100 мм для котлов 4; 6,5 и 10 т/ч). Для котлов 16 и 25 т/ч обмуровка фронтальной стены выполнена из шамотного кирпича толщиной 125 мм и нескольких слоев изоляционных плит толщиной 175 мм, общая толщина обмуровки фронтальной стены 300 мм.

Общий вид котла ДЕ-25-14ГМ показан на рисунке 7. Для обеспечения надежной циркуляции в кипяtilьных трубах котельного пучка верхний и нижний барабаны соединены между собой опускными трубами размером 159х4,5, число которых с ростом производительности котла возрастает от 1 до 4. Основные характеристики котлоагрегатов ДКВР и ДЕ приведены в таблице 1. Котлы серии ДЕ имеют высокую степень заводской готовности, что повышает эффективность их монтажа.

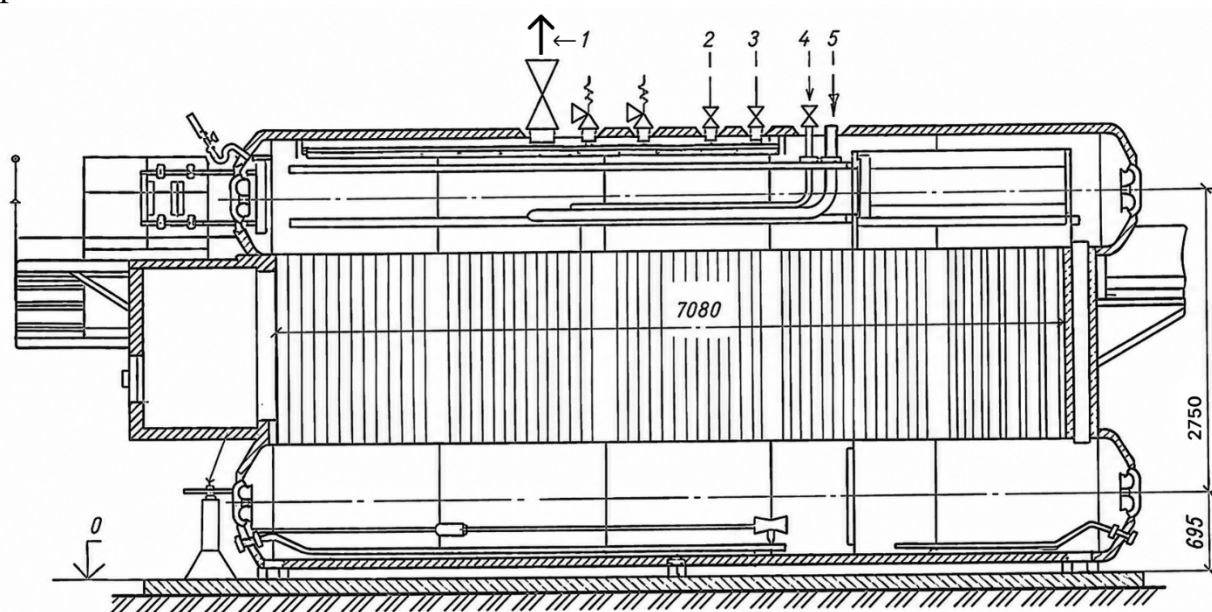


Рисунок 7. Газомазутный котел типа ДЕ-25-14ГМ:

1 – к потребителю пара; 2 – отбор проб пара; 3 – пар на собственные нужды; 4 – ввод фосфатов; 5 – питательная вода

Таблица 1. Технические характеристики парогенераторов ДКВР и ДЕ

Параметр	ДКВР					ДЕ				
	Паропроизводительность, кг/с					Паропроизводительность, кг/с				
	0,7	1,1	1,8	2,8	5,55	1,1	1,6	2,8	4,45	7
Поверхность нагрева экранов, м ²	16,7	21	27	37	59,7	21,81	27,93	38,96	48,23	60,45
Поверхность нагрева конвективных пучков, м ²	58	99	171	227	301	48,51	68,04	117,7	156	212,4
Поверхность нагрева водяного экономайзера, м ²	70,8	106	165	248	168	94,4	141,6	236	330,4	808,2
КПД при работе котла на газе, %	90	90,8	91,8	91,8	90,6	90,31	90,96	92,15	91,76	92,79
КПД при работе котла на мазуте, %	88,5	89,8	89,8	88,5	90	88,68	89,32	90,85	90,07	91,31

Паровые котлы типа КПА и серии Е

Котлы КПА. Котлы этого типа (КПА-500Г и КПА- 500Ж) характеризуются небольшой производительностью и применяются на предприятиях коммунально-бытового обслуживания. Они предназначены для выработки насыщенного водяного пара, используемого для технологических нужд, и отличаются только видом сжигаемого топлива (соответственно – газ и жидкое топливо). Ниже приведена техническая характеристика котла КПА.

Техническая характеристика котла КПА

Паропроизводительность, кг/ч	400
Давление пара, МПа (кгс/см ³).....	80
Коэффициент полезного действия, %	0,9 (90)
Потребляемая мощность, кВт.....	1,6
Масса, кг	1050

В комплект поставки входят паровой котел с автоматикой, горелочное устройство, питательный насос с электродвигателем, дутьевой вентилятор с электродвигателем, бак питательной воды на 600 л, автоматизированная химводоочистка АХВ-1, расходомер. Конструктивная схема парогенераторной установки КПА-500Ж показана на рисунке 8. Прямоточный котел предназначен для работы под избыточным давлением в топке (под наддувом), что позволяет обходиться без дымососа. Топочная камера образована внутренним цилиндрическим змеевиком поверхности нагрева. Экранами топки служат вертикально и горизонтально расположенные спирали змеевика. Конвективная поверхность нагрева включает наружный змеевик и тыльную часть внутреннего змеевика. Каркасом котла служат две концентрические обечайки, образующие зазор, в который вентилятором подается воздух, необходимый для горения

топлива. Воздух, охлаждая цилиндрические обечайки, одновременно нагревается, способствуя более устойчивому горению топлива. При этом отпадает необходимость в обмуровке конвективного газохода котла.

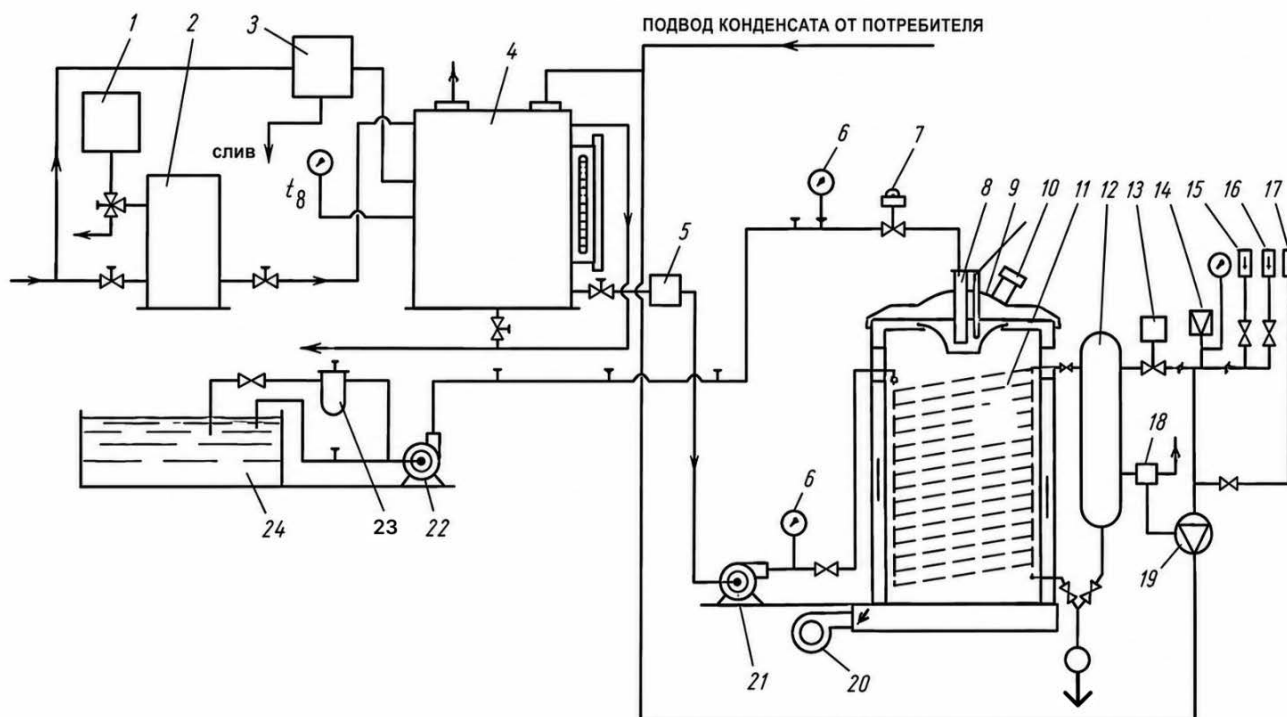


Рисунок 8. Принципиальная схема парогенераторной установки КПА-500Ж:
 1 – солерастворитель; 2 – водоумягчительная установка; 3 – дозатор фосфата;
 4 – бак питательной воды; 5 – фильтр; 6 – манометр; 7 – электромагнитный
 клапан; 8 – форсунка; 9 – электрод зажигания; 10 – фотодатчик; 11 – змеевики
 котла; 12 – сепаратор пара; 13 – предохранительный клапан; 14 – парозапорный
 клапан; 15,16 – автоматы контроля давления АКД-1,АКД-2; 17 – датчик
 давления пара; 18 – воздушник; 19 – конденсатоотводчик; 20 – дутьевой
 вентилятор; 21 – насос водяной; 22 – топливный насос; 23 – фильтр; 24 – бак
 жидкого топлива

Вода из магистрали поступает на вход автоматизированной химводоочистки и далее в расходный бак, куда дозатором добавляются реагенты, предупреждающие коррозию внутренних поверхностей нагрева котла. В бак поступает также конденсат от потребителей пара и вода из сепаратора пара. Питательным насосом вода из бака подается в змеевиковую поверхность котла. При работе на жидком топливе установка снабжается соответствующей емкостью (баком), топливным насосом и двумя форсунками. Зажигание топлива осуществляется от электрической искры запального устройства.

Вертикальные водотрубные котлы серии Е. Особенностью данных котлов, рассчитанных на сжигание природного газа (модификация Е-1,0-9Г) и дизельного топлива (Е-1,0-9Ж), является двухъярусное расположение кольцевых камер, соединенных прямыми вертикальными трубами, образующими

концентрические пучки. Внутренний ряд труб служит экраном, замыкающим топку. Техническая характеристика котлов приведена в таблице 2.

Таблица 2. Техническая характеристика вертикальных водотрубных котлов

Показатель	Марка котла	
	Е-1-9Г	Е-1-9Ж
Давление пара, МПа (кгс/см ³)	0,9 (9)	0,9 (9)
Паропроизводительность, кг/ч	1000	1000
Топливо	Газообразное	Жидкое
Расход топлива при номинальной нагрузке, м ³ /ч(кг/ч)	90	72
Поверхность нагрева полная, м ²	17,1	17,1
Теплонапряжение топочного объема, кДж/(м ³ ·ч)	5,02 · 10 ⁶	5,23 · 10 ⁶
Температура питательной воды, °С	50	50
Температура уходящих газов, °С	250–270	300–320
Коэффициент полезного действия, %	86	84
Потребляемая электрическая мощность, кВт	2,6	3,7
Общая масса котла, кг	2800	2800

Котел снабжен вспомогательным оборудованием и системой автоматики. Наличие съемных крышек позволяет производить осмотр, ремонт и очистку внутренней поверхности камер и труб поверхностей нагрева. Ввод питательной воды осуществляется в верхнюю камеру, на которой установлены водоуказательные приборы и предохранительные камеры; отвод пара – из верхней камеры. Нижняя камера имеет два штуцера для продувки котла. Тепловая изоляция котла – съемная, имеет внутреннюю и наружную обшивки, соединенные болтами. Пространство между обшивками служит каналом для прохода холодного воздуха, подаваемого вентилятором.

Двухбарабанные водотрубные котлы Е-1/9-1. Модификации этих котлов имеют одинаковую паропроизводительность 1000 кг/ч. Они предназначены для работы на твердом (антрацит), жидком топливе и природном газе. Технические характеристики котлов приведены в табл. 3, а конструктивная схема – на рисунке 9.

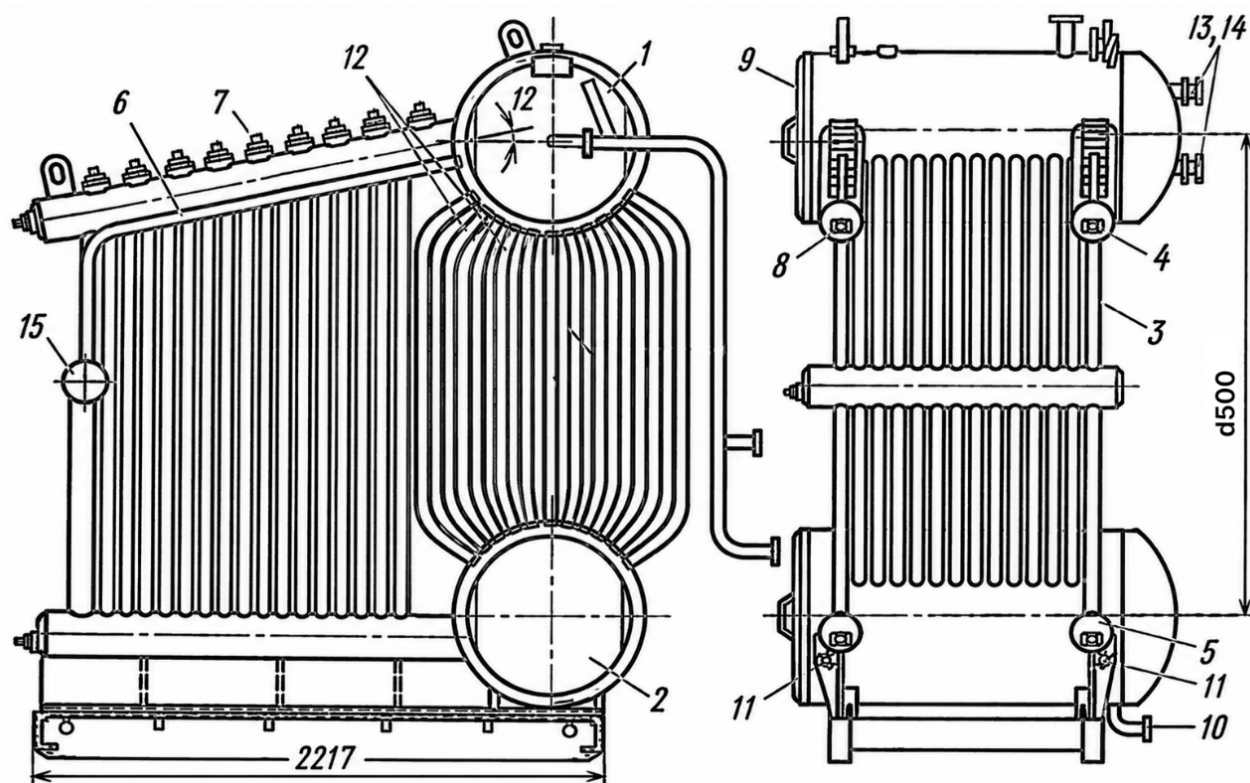


Рисунок 9. Котел Е-1/9-1:

1 – верхний барабан; 2 – нижний барабан; 3 – боковой (правый) топочный экран; 4 – верхний коллектор бокового (правого) экрана; 5 – нижний коллектор бокового (правого) экрана; 6 – потолочный экран; 7 – лючки для осмотра и очистки экранных труб; 8 – торцовые лючки коллекторов; 9 – люк верхнего барабана; 10 – штуцер продувки нижнего барабана; 11 – штуцеры продувки нижних коллекторов боковых экранов; 12 – газовые перегородки; 13, 14 – штуцеры для подключения водоуказательных приборов и уровнемерной колонки; 15 – фронтальный коллектор

Паровой котел Е-1/9-1 имеет верхний и нижний барабаны, соединенные между собой пучком труб, образующих конвективную поверхность нагрева. Топочная камера экранирована двумя боковыми экранами и потолочным экраном. На рисунке 10 показана схема циркуляции в котле Е-1/9-1, в соответствии с которой питательная вода вводится в верхний барабан котла. Продувка котла осуществляется по линии (2) через штуцер в нижнем барабане, а продувка коллекторов экранов через штуцер (1). Вода из верхнего барабана в нижний поступает по последним рядам труб конвективного пучка, расположенным в зоне пониженных температур продуктов сгорания топлива. В боковые экраны вода поступает из нижнего барабана котла по нижним коллекторам. Потолочный экран питается от фронтального коллектора, в который вода поступает по соединительным трубам из нижних коллекторов боковых экранов.

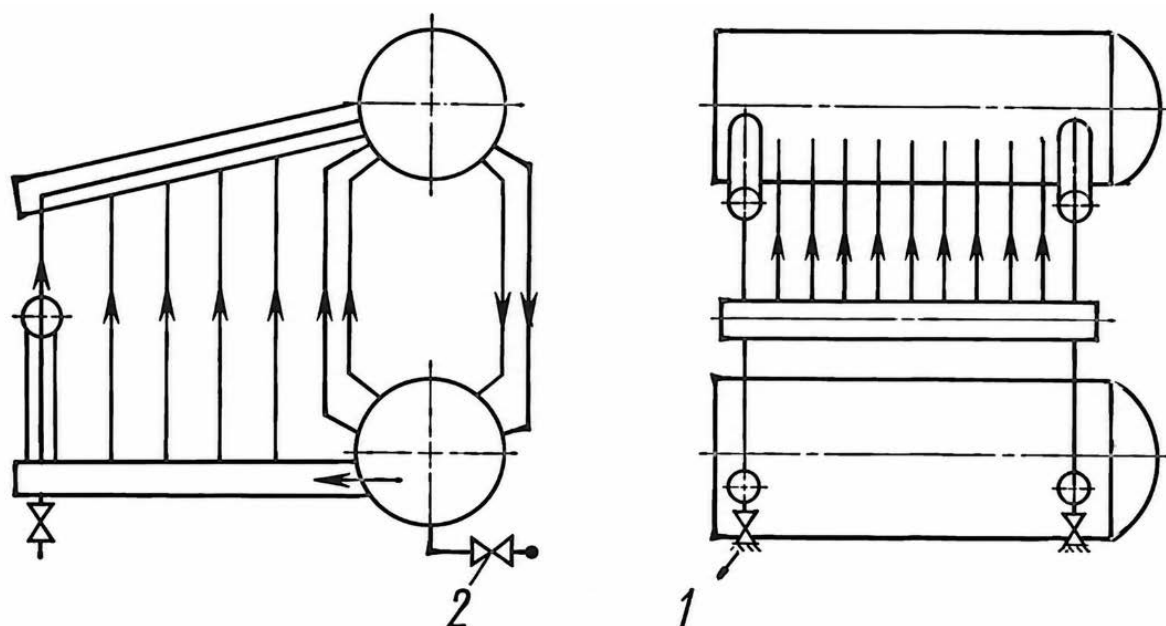


Рисунок 10. Схема циркуляции воды в котле Е-1/9-1

Таблица 3. Технические характеристики двухбарабанных водотрубных котлов

Показатель	Марка котла		
	Е-1/9-1	Е-1/91М	Е-1/9-1Г
Номинальная производительность, т/ч	1	1	1
Давление пара, МПа (кгс/см ³)	0,9 (9)	0,9 (9)	0,9 (9)
Температура уходящих газов, °С	350	300	250
Топливо	Антрацит	Мазут	Газ
Расход топлива, кг/ч (м ³ /ч)	234,5	82,6	90,1
Поверхность нагрева, м ²	30	30	30
Коэффициент полезного действия, %	72,8	80-81	86
Габаритные размеры, мм:			
длина	3300	3695	3300
ширина	2400	2300	2300
высота	2700	2790	2870
Масса металла котла, кг	3270	2830	2890

Водогрейные котлы типа КВ-ГМ

Котлы этого типа представляют единую унифицированную серию горизонтальных водотрубных прямоточных котлов с принудительной циркуляцией. Их теплопроизводительность составляет от 4,65 до 35 МВ (30 Гкал/ч) при температуре воды до 200 °С и давлении до 2,5 МПа (25 кгс/см³). Котлы предназначены для покрытия теплофикационных нагрузок промышленных и коммунально-бытовых потребителей, а также удовлетворения нужд технологических процессов. Серия котлов КВ-ГМ-10, КВ-ГМ-20 и КВ-ГМ-30 спроектирована для работы на мазуте и природном газе. Котлы поставляются потребителю транспортабельными блоками с максимальной степенью заводской готовности. Топочная камера и вертикальный конвективный пучок разделены на два поставочных блока.

В котлах этой серии нет несущего каркаса, благодаря чему достигнуто значительное снижение металлоемкости. Применена облегченная обмуровка, которая крепится к экранным трубам и выполнена из трех слоев теплоизоляционных материалов: огнеупорного шамотобетона, армированного металлической сеткой; минераловатных матов и уплотнительной магнезиальной обмазки. Толщина обмуровки 110 мм. Техническая характеристика котлов КВ-ГМ приведена в таблице 4.

Таблица 4. Техническая характеристика водогрейных котлов КВ-ГМ

Показатель	Марка котла			
	КВ-ГМ-4	КВ-ГМ-10	КВ-ГМ-20	КВ-ГМ-30
Теплопроизводительность МВт (Гкал/ч)	4,65 (4)	11,63 (10)	23,3 (20)	34,9 (30)
Рабочее давление, МПа	1–2,5	1–2,5	1–2,5	1–2,5
Расход газа, м³/ч	515	1290	2580	3860
Температура воды, °С				
на входе	70	70	70	70
на выходе	150	150	150	150
Расход воды, т/ч	49,5	123,5	247	370
Гидравлическое сопротивление, МПа (кгс/см³)	0,12 (1,2)	0,15 (1,5)	0,23 (2,3)	0,19 (1,9)
Температура уходящих газов, °С	182	185–230	190–240	195–240
КПД, %	92	91,8–88,5	91,5–88,85	91,8–88,6
Габаритные размеры, мм:				
ширина	6000	6000	6000	6000
глубина	5430	8350	11540	14750
высота	13410	13410	13410	13410
Масса блоков, кг:				
топочного	4600	5300	7400	8700
конвективного	5200	8200	13500	18400

Водогрейные и пароводогрейные котлы АПВ и АВ

Автоматизированные жаротрубно-газотрубные котлы АПВ-2 и АВ-2 предназначены для теплоснабжения теплиц и включают горизонтальный трехходовой жаротрубно-газотрубный котел; горелочное устройство с ротационной форсункой; дутьевой вентилятор; пароводяную (для ПАПВ-2), водяную (для АВ-2) и топливную арматуру; систему автоматического управления, сигнализации и безопасности работы котла. Основное топливо – природный газ, резервное топливо – соляровое масло и печное бытовое топливо. Пароводогрейный котел ПАПВ-2 имеет производительность 12 т/ч насыщенного пара при рабочем давления 0,2 МПа (2 кгс/см³) в паровом режиме или производительность по нагретой воде 280 т/ч при температуре 95–70°С и рабочем давлении 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), что соответствует номинальной теплопроизводительности 8,15 МВт (7 Гкал/ч). Техническая характеристика котлов приведена в таблице 5.

Таблица 5. Техническая характеристика котлов для теплиц

Показатель	Котел АПВ-2 паровой режим	Котел АВ-2 и АПВ-2 водогрейный режим
Теплопроизводительность МВт (Гкал/ч)	–	8,15 (7)
Паропроизводительность, т/ч	12	–
Давление пара, воды, МПа (кгс/см ³)	0,2 (2)	0,07 (0,7)
Температура воды на входе в котел, °С	100	70
Температура пара, воды на выходе из котла, °С	133	95
Объем, м ³		
водяной	17,17	19,9
паровой	2,73	–
питательный	1,58	–
Расход воды, м ³ /ч	15	280
Габаритные размеры, мм:		
длина	7600	7600
ширина	4400	4000
высота	3950	3950

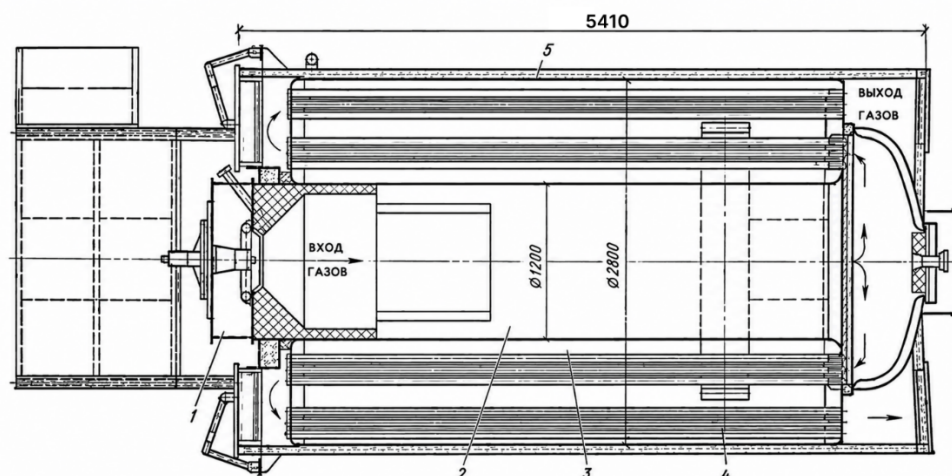


Рисунок 11. Устройство котла АВ-2:

1 – горелочное устройство; 2 – жаровая труба; 3 – дымогарные трубы второго газохода; 4 – дымогарные трубы третьего газохода; 5 – барабан

Конструктивной схемой котла АВ-2 (рис. 11) предусматривается трехходовой путь движения газов вдоль жаровой трубы, а затем по газоходам, разделенным на два пучка и расположенным по обе стороны жаровой трубы. Котел установлен на раме, которая воспринимает нагрузки через две опоры. Задняя опора является неподвижной. В задней части котла расположена охлаждаемая поворотная камера, в которой газы изменяют направление движения, поворачивая из жаровой трубы в трубы второго газохода. В камере имеется лаз для доступа в жаровую трубу. Поворот газов из второго газохода в третий осуществлен в передней неохлаждаемой газовой камере, расположенной у фронта котла. Для очистки газоходов камера оборудована съемными дверцами. К опорному кольцу в центральной части газовой камеры приваривается топливно-горелочный блок.

Водогрейные и паровые котлы

В настоящее время чугунные котлы не изготавливаются, а оставшиеся характеризуются низкой теплопроизводительностью 1,0–1,0 МВт при температуре нагрева воды 95 °С и давлении, соответствующем высоте подсоединения системы, но не выше 0,6 МПа (6 кгс/см³), или при температуре 115° С и рабочем давлении не ниже 0,36 МПа. Чугунные котлы в расчете на теплопроизводительность, не превышающую 1,0–2,0 МВт, существуют в трех модификациях: КЧ-1 – с поверхностью нагрева от 7,1 до 20 м²; КЧ-2 – с поверхностью нагрева от 28 до 112 м²; КЧ-3- с поверхностью нагрева от 56 до 160 м² (рис. 12).

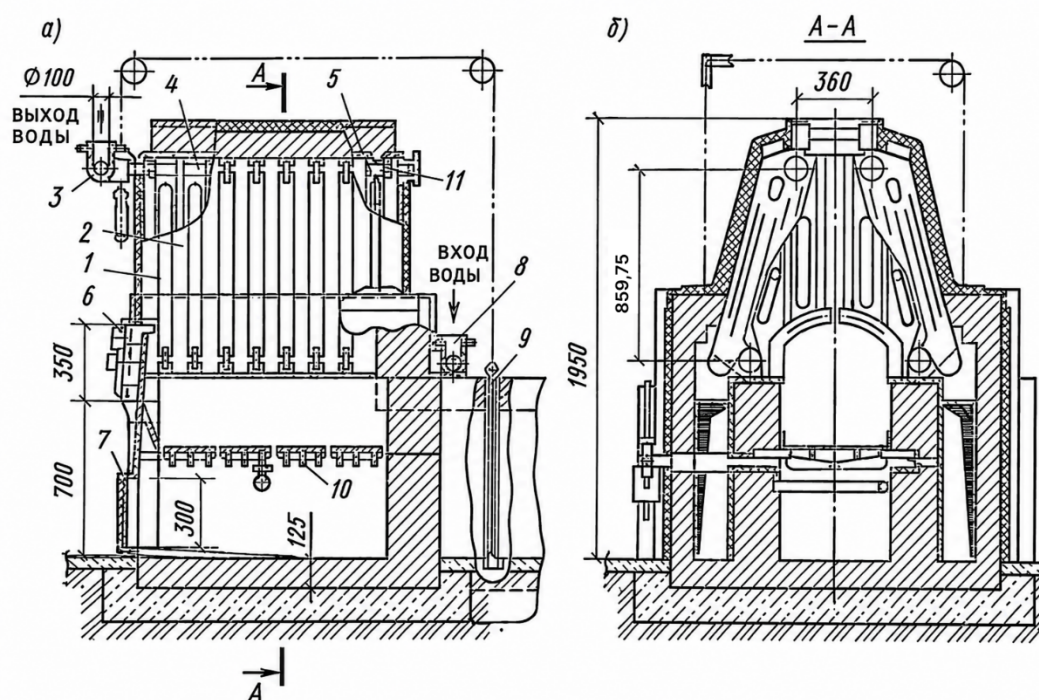


Рисунок 12. Чугунный водогрейный котел КЧ-1:

а – продольный разрез; *б* – поперечный разрез;

- 1 – крайняя секция; 2 – средняя секция; 3, 8 – патрубок; 4 – ниппель;
5 – стяжной болт, 6 – загрузочная дверка; 7 – дверка зольника; 9 – шибер;
10 – колосниковая решетка; 11 – трос

Чугунные водогрейные секционные котлы выполнены по единому принципу: их собирают из отдельных чугунных полых секций особой формы. Два собранных комплекта крайних (1) и средних (2) секций соединяют с помощью ниппеля (4) стяжными болтами (5). По концам комплекты замыкаются двумя лобовыми секциями. При установке на место комплекты секции образуют шатер, под которым размещена колосниковая решетка (10). Вода в котел поступает через нижний патрубок (8) и расходится по обоим комплектам секций. Пройдя параллельными потоками по верхним их полостям, а также по лобовым секциям, она выходит через верхний патрубок (3).

Переоборудование котлов для сжигания газообразного топлива заключается в том, что из них удаляют колосниковую решетку и фронтальную

плиту с загрузочной и зольниковой дверками. Вместо них на фронтальной поверхности котла или под ним устанавливают газовые горелки с автоматическими устройствами и соответствующим оборудованием. При переоборудовании чугунных котлов для сжигания газообразного топлива главное внимание должно быть уделено равномерному распределению теплоты в топке и равномерной нагрузке секций. Неравномерное распределение теплоты (по длине или высоте топки) вызывает не только снижение теплопроизводительности котлов, но и преждевременный их выход из строя. Как показали исследования, создание в топке различных устройств, стабилизирующих процесс горения, увеличивает одновременно неравномерность распределения теплоты по объему топки, что приводит к локальным перенапряжениям и, как следствие, к перегреву чугунных секций и выходу их из строя. Чтобы избежать этого горелки при фронтальном расположении устанавливают на уровне колосниковой решетки или ниже. Более равномерное распределение теплоты в топке возможно при горизонтальной установке газовых горелок различных конструкций на под топки котла.

Переоборудование котла «Братск-1Г» на сжигание газообразного топлива заключается в установке автоматизированного газогорелочного блока Л-1Н (рис. 13). Пакеты котла «Братск-1Г» собраны из чугунных однотипных секций, соединенных ниппелями и стяжными болтами. В ниппелях секций установлены шайбы, обеспечивающие последовательное движение воды по секциям. Смежные секции относительно друг друга повернуты на 180° для обеспечения шахматного порядка расположения труб в газоходе. Топочная камера имеет прямоугольную форму и состоит из стальных сварных охлаждаемых панелей. В передней панели расположен проем для присоединения газогорелочного блока, в задней – проем для взрывного предохранительного клапана. Пакеты чугунных секций скреплены с топочной камерой и рамой вертикальными болтами. Снаружи котел закрыт теплоизоляционным декоративным кожухом.

Специализированные чугунные секционные котлы, предназначенные для сжигания только одного вида топлива (газа), позволяют создавать малогабаритные и высокоэффективные теплогенерирующие установки. Так, котел ГАЗ-900, укомплектованный горелками ИГК-60 и автоматикой регулирования и безопасности, может обеспечить теплопроизводительность 830–1280 кВт (760–1100 тыс. ккал/ч) при среднем КПД до 90 %. Котел спроектирован для работы на искусственной тяге, так как имеет высокое газовое сопротивление дымоотводящего тракта (табл. 6).

Вместо котла ГАЗ-900 промышленностью освоен выпуск котла «Факел» с числом секций до 20 и тепло- производительностью до 1,0 МВт. Номинальное давление газа перед котлом составляет 2,75 кПа, требуемое разрежение за котлом – 300 Па. В комплект поставки котла «Факел-Г» входят: пакет котла, газогорелочный блок Л-1Н (см. гл. 3), автоматика КСУ, запорная и регулирующая арматура, контрольно-измерительные приборы. По согласованию с заказчиком к котлу может поставляться дымосос.

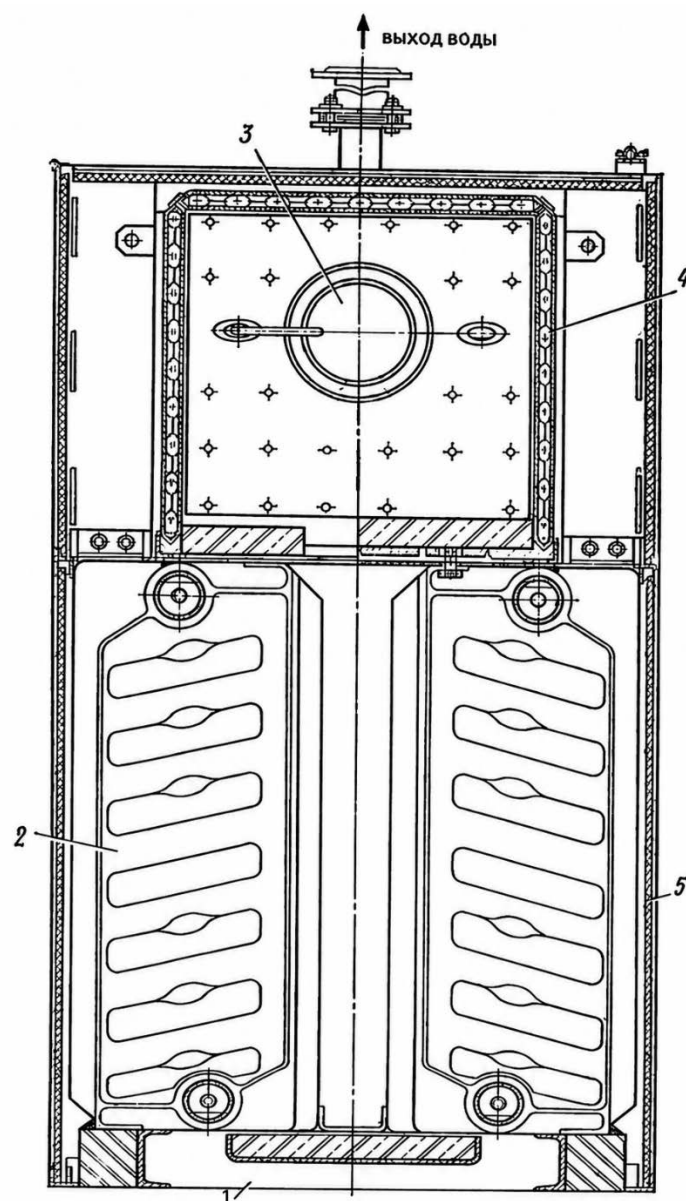


Рисунок 13. Котел «Братск-1»:

1 – поворотная камера; 2 – чугунные секции; 3 – отверстие для газогорелочного блока; 4 – стальные панели; 5 – декоративный кожух

Таблица 6. Технические характеристики котла ГАЗ-900 в зависимости от его типоразмеров

Показатель	1	2	3
Теплопроизводительность, кВт (тыс. ккал/ч)	775 (650)	1060 (920)	1280 (1100)
Число секций, шт.:			
средних	10	14	18
крайних	2	2	2
Газовое сопротивление, Па (мм вод. ст.)	800 (80)	980 (98)	980 (98)
Габаритные размеры, мм:			
длина	1272	1696	2120
ширина	980	980	980
высота	1600	1600	1600
Масса котла (без автоматики и изоляции), кг	2221	2869	3507

Паровые секционные котлы. При установке паросборника над водогрейным секционным котлом и обвязке его соответствующими трубопроводами он превращается в паровой котел (рис. 14). Паросборник представляет собой стальной цилиндр диаметром 600 мм, с торцов которого приварены плоские днища. Пароводяная эмульсия из верхних отводящих тройников котла поступает в паросборник с двух сторон в короб с отверстиями, расположенными ниже уровня воды. Это позволяет погасить скорость пароводяной эмульсии и равномерно распределить ее по всей длине паросборника. Для гашения колебаний пароводяной смеси над коробом ниже уровня воды установлен лист с отверстиями, а для предотвращения уноса капель в отводящий паропровод перед ним расположен потолочный лист-отбойник.

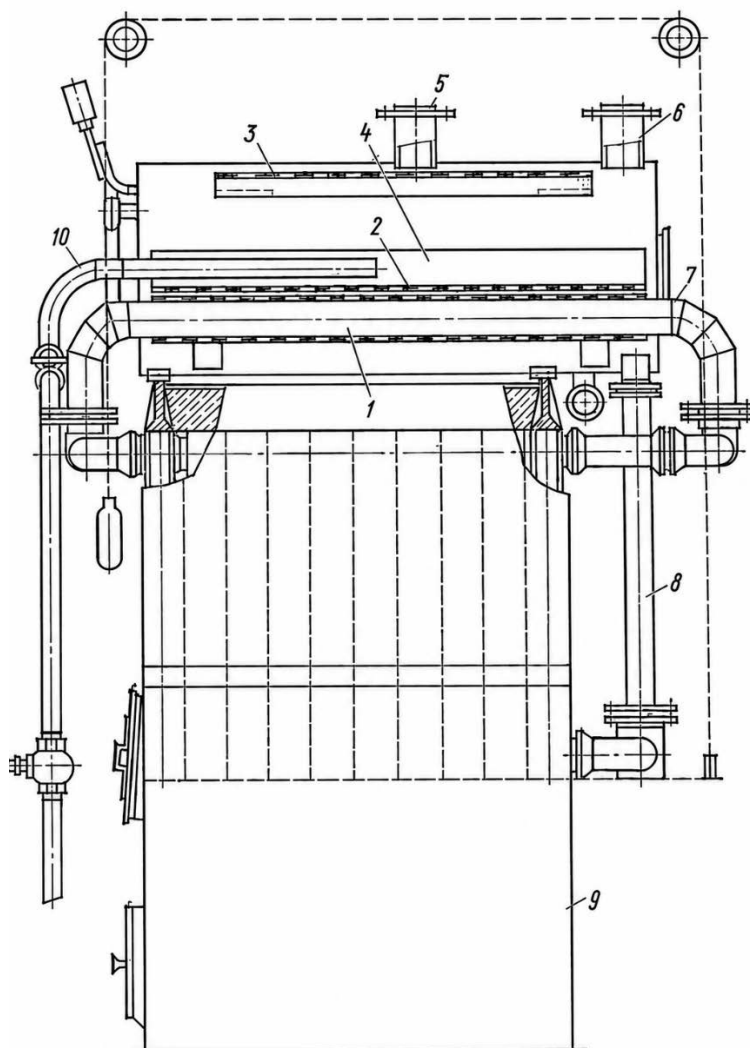


Рисунок 14. Компоновка паросборника с чугунным секционным котлом:

1 – труба с отверстиями; 2 – лист с отверстиями; 3 – потолочный щит с отверстиями; 4 – питательный желоб; 5 – патрубок для отбора пара, 6 – патрубок для отвода пара на гидравлический затвор; 7 – подвод пароводяной эмульсии; 8 – циркуляционная труба, 9 – чугунный котел; 10 – труба для подвода конденсата или питательной воды

Питательную воду подают в паросборник по специальному желобу для равномерного ее распределения по всей поверхности испарения. Паросборник соединен с котлом циркуляционной трубой (для более мощных котлов устанавливают две циркуляционные трубы). Влажность получаемого пара составляет менее 2 %.

Водогрейные котлы типа ПТВМ

Водогрейные газомазутные котлы типа ПТВМ предназначены для установки в районных отопительных котельных в качестве основного источника горячей воды с температурой от 70 до 150°C и выпускаются в виде трех основных модификаций: ПТВМ-30М (или КВ-ГМ-30-150) с П-образной компоновкой, ПТВМ-50 и ПТВМ-100, имеющих башенную компоновку. На рисунке 15 показан общий вид котла ПТВМ-50 теплопроизводительностью 50 Гкал/ч (58,2 МВт), рассчитанный на давление 25 кгс/см³ (2,5 МПа).

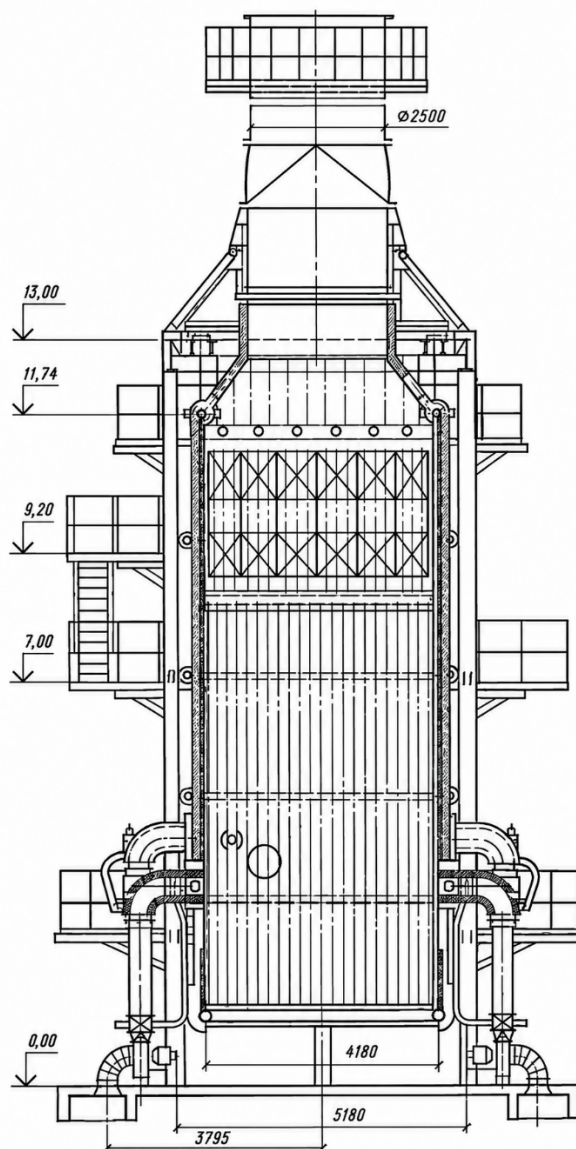


Рисунок 15. Общий вид котла ПТВМ-50

Эти котлы можно использовать также для покрытия пиковых нагрузок при температуре воды 104°C. Все четыре стенки топочной камеры экранированы трубами Ø 60x3 мм с шагом 64 мм. Змеевики конвективных пучков выполнены из труб Ø 28x3 мм и располагаются в верхней части прямоугольной топочной камеры. Трубы змеевиков приварены к вертикальным коллекторам. Котел ПТВМ-50 оборудован двенадцатью горелками типа ГМГ, расположенными на боковых стенках, и двенадцатью дутьевыми вентиляторами с индивидуальными электроприводами, а котел ПТВМ-100 – шестнадцатью горелками и шестнадцатью вентиляторами.

Блочные и блочно-модульные теплоцентры для систем теплоснабжения поселков

Транспортабельные автоматизированные теплоцентры полного заводского изготовления, работающие на легком жидком топливе и на природном газе, предназначены для постоянного или временного теплоснабжения по закрытой схеме поселков в отдаленных и труднодоступных районах. Блочно-модульная котельная установка БМКУ-5Ж теплопроизводительностью 5 МВт состоит из двух блоков-котлов КСВ-2,5ЛЖ ВК-31 теплопроизводительностью 2,5 МВт каждый, а также блок-модулей водоумягчительной и вакуумной деаэрационно-подпиточной установок, сетевых и топливных насосов. В кабине оператора установлен общекотельный электроцит.

Блок-модули представляют собой малогабаритные помещения с утепленными ограждающими конструкциями внутри которых смонтированы котельное оборудование, системы автоматического управления, питания, защиты и сигнализации. Масса с оборудованием – не более 11 т и габаритные размеры (6450xX2700x2950 мм) позволяют устанавливать на одной железнодорожной платформе два блока. Стальные водогрейные котлы оборудованы автоматикой КСУ-М2, смесительными горелками низкого давления и дутьевыми вентиляторами. Каждый котел соединен газоходом с индивидуальной съемной металлической дымовой трубой. Максимальный расход жидкого топлива установкой составляет 490 кг/ч. Температура воды на входе в котельную, °С, не менее 40, на выходе из котельной – не более 115°C. Установленная мощность токоприемников составляет 114,6 кВт.

Фирма «Сермет» (Финляндия) производит блочные передвижные и стационарные теплоцентры, работающие на жидком или газообразном топливе, теплопроизводительностью от 0,1 до 10 МВт. Установки различаются числом котлов (одним или двумя), а также наличием встроенного резервуара для хранения топлива. Наружная обшивка блоков теплоцентров «Сермет» выполнена из профилированного стального листа с наружным теплозащитным покрытием из полимерного материала. Кровельное покрытие из двухслойного рубероида с битумной пропиткой. Теплопроизводительность установок, поставленных для теплоснабжения жилых поселков в Западной Сибири, составляет 3,5–5 МВт. В зависимости от типа теплоцентра и требований заказчика резервуары для хранения топлива могут выполняться отдельно стоящими. Вместимость

встроенных резервуаров обычно определяется согласно тепловой мощности теплоцентра.

Технико-экономические показатели котельных

Средства, затраченные на эксплуатацию теплостанции (котельной) делятся на постоянные и переменные. К первому виду относятся:

- 1) амортизационные отчисления $S_{ам}$, состоящие из отчислений на капитальный ремонт ($S_{кр}$) и отчислений на реновацию ($S_{рен}$)

$$S_{ам} = S_{кр} + S_{рен};$$

- 2) содержание персонала (зарплата работников) – $S_{зп}$;
- 3) отчисления на текущий ремонт (вместе с зарплатой ремонтного персонала) – $S_{тр}$;
- 4) общекотельные расходы, включая расходы на вспомогательные материалы, охрану труда, спецодежду и др., $S_{ок}$.

Переменную часть расходов составляет стоимость топлива на технологические цели (S_T), воды (S_B) и электроэнергии ($S_{эл}$). Таким образом, суммарные годовые затраты на производство пара или теплоты составят:

$$S_{год} = S_{ам} + S_{зп} + S_{тр} + S_{ок} + S_T + S_B + S_{эл}.$$

Самой крупной статьёй расходов на эксплуатацию котельной (60–70 %) являются затраты на топливо. Поэтому даже незначительная его экономия приводит к заметному снижению себестоимости тепловой энергии в паре или горячей воде. Второй по важности статьёй затрат служат амортизационные отчисления, составляющие в отопительно-производственных котельных 15–20 %. Далее идут зарплата с начислениями (до 10 %) и общекотельные расходы (до 5 %). Рассмотрим методику расчета каждой из основных составляющих себестоимости. Величину годовых амортизационных отчислений определяют как долю (норму) отчислений $S_{ам}$, выраженную в процентах от балансовой стоимости основных фондов – K_6 :

$$S_{ам} = \frac{S_{ам} \cdot K_6}{100}.$$

Норма на амортизацию котлов, работающих на газообразном топливе и мазуте, составляет 6,8 %, в том числе на реновацию – 2,8 % и на капитальный ремонт – 4 %. При числе часов работы в году менее 3500 ч эти нормы умножают на коэффициент $3500/\tau_{уст}$, где $\tau_{уст}$ – число часов использования установки в год. Заработную плату с начислениями S определяют в среднем по зарплате одного работника Φ и общему числу персонала $Z_{кот}$ ($S_{зп} = \Phi \cdot Z_{кот}$). Затраты на текущий ремонт ориентировочно принимают в виде доли от $S_{ам}$: $S_{тр} = (0,2 \pm 0,3) S_{ам}$.

Общекотельные расходы определяют по калькуляционным статьям с учетом их производственного назначения в соответствии с ведомственными нормативами. Топливную составляющую S_T , определяют по формуле:

$$S_T = (\Pi_{пр} + \Pi_{тр} + \Pi_{пр}) B_p \tau_{уст} \eta_k,$$

где $\Pi_{\text{пр}}$, $\Pi_{\text{тр}}$, $\Pi_{\text{пр}}$ – соответственно прејскурантная цена топлива, затраты на транспорт и прочие расходы на топливо, в руб на тонну усл. топлива; B_p – часовой расход топлива на котел; $\tau_{\text{уст}}$ – число однотипных котлов в котельной, η_k – КПД котла.

Затраты на технологическую воду принимают в виде:

$$S_v = \Pi_v \sum D (1 - \alpha_{\text{конд}}) \tau_{\text{уст}} \left(1 + \frac{c}{100}\right),$$

где Π_v – цена на воду; $\sum D$ – суммарная производительность станции на воде; $\alpha_{\text{конд}}$ – процент возврата конденсата; c – процент непроизводительных утечек воды.

Затраты на покупную электроэнергию определяют по одно- и двухставочному тарифам. Одноставочный тариф используют в основном для расчетов с мелкими промышленными предприятиями, присоединенная мощность которых не превышает 100 кВА. Оплата по двухставочному тарифу состоит из двух частей: платы за присоединенную мощность N_y (кВА) и за фактически потребляемую энергию $\mathcal{E}_{\text{пр}}$ (кВт·ч):

$$S_{\text{эл}} = a N_y + b \mathcal{E}_{\text{пр}},$$

где a – ставка за 1 кВА присоединенной мощности; b – цена 1 кВт·ч потребленной активной энергии.

Окупаемость дополнительных **капиталовложений** рассчитывают в тех случаях, когда по более капиталоемкому, но технически более совершенному варианту получается экономия эксплуатационных затрат, оправдывающая эти вложения. Срок окупаемости (в годах) находят по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_1 - K_2}{(S_2 - S_1) Q_{\text{год}}},$$

где K_1 , K_2 – капиталовложения по первому и второму вариантам; S_1 , S_2 – себестоимость единицы теплоты по тем же вариантам, руб/ГДж; $Q_{\text{год}}$ – годовой отпуск теплоты, ГДж/год.

Условие выбора варианта с более высокими капиталовложениями имеет вид: $T_{\text{ок}} < T_n$, где T_n – нормативный срок окупаемости (в энергетике $T_n = 7-8$ лет).

Оптимальный вариант проектного решения установки может быть определен на основании анализа материалов проектов по формуле приведенных годовых затрат $\Pi_{\text{год}}$

$$\Pi_{\text{год}, i} = S_1 + E_n K_i,$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений $E_n = 1/T_n$.

По этой формуле строят зависимость $\Pi_{\text{год}, i}$ для вариантов (i) от определяющего параметра (например, мощности установки) и при минимальном значении $\Pi_{\text{год}, i}$ находится оптимальное значение данного параметра.

1.3. Эксплуатация вспомогательного оборудования котельной

В помещениях котельных, расположенных в отдельно стоящих зданиях, разрешается прокладка газопроводов низкого, среднего и высокого (0,6 МПа, или

6 кгс/см³) давления. Как правило, газоснабжающие системы отопительно-производственных присоединяют к сетям среднего давления 0,3 МПа. Границей системы в этом случае будет первое по ходу газа отключающее устройство, установленное на ответвлении от существующего распределительного газопровода. Выбор схемы внутрикотельных газопроводов определяется требованиями безопасности эксплуатации котельной и, в первую очередь, типом газорегуляторной установки (ГРУ) или ГРП.

Наиболее распространенная схема газопроводов котельной при однорядном расположении котлов от ввода до запорных устройств на ответвлениях к котлам показана на рисунке 16. На вводе газопровода внутри котельной, в доступном для обслуживания месте устанавливают запорное устройство для отключения всей котельной в случае ремонта или аварии, а также при остановке ее на длительное время. При наличии в котельной ГРУ или счетчика РГ, расположенных на расстоянии не далее 10 м от ввода, запорным устройством на вводе считается задвижка или кран перед регулятором давления или счетчиком. На ответвлении от газового коллектора котельной к каждому котлу устанавливают главное отключающее устройство, а перед каждой горелкой рабочее отключающее устройство. За отключающим устройством котла располагают клапан-отсекатель системы автоматики, который обеспечивает прекращение подачи газа ко всем горелкам котла при нарушении одного из контролируемых параметров его работы.

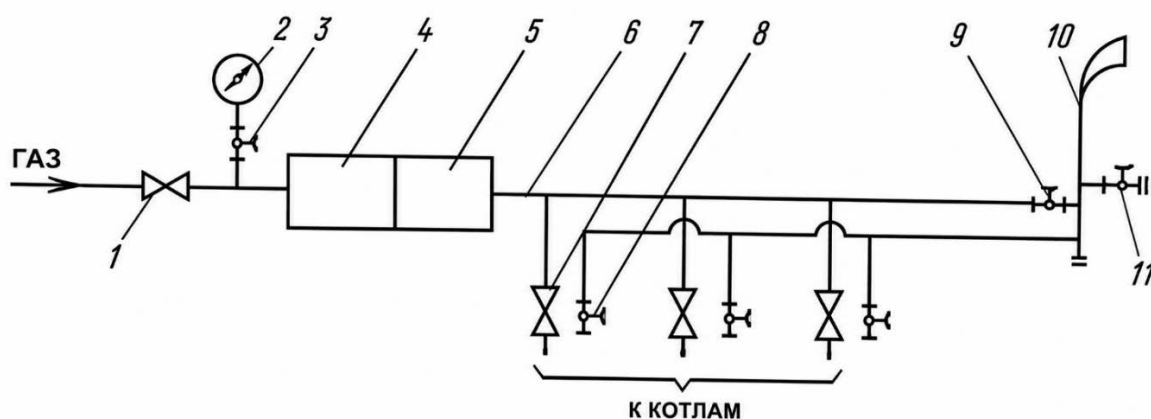


Рисунок 16. Схема газоснабжения котельной с однорядным расположением котлов:

1 – отключающее устройство на вводе; 2 – показывающий манометр; 3 – кран перед манометром; 4 – газорегуляторная установка; 5 – узел измерения расхода газа; 6 – газовый коллектор; 7 – отключающее устройство котла; 8 – кран продувочного газопровода котла; 9 – кран продувочного газопровода котельной; 10 – продувочный газопровод; 11 – штуцер с краном и пробкой для отбора пробы

Продувочный трубопровод (диаметром не менее 19 мм) присоединяют к наиболее удаленному от ввода участку газового коллектора для возможно полного освобождения газопроводов от воздуха, включая ответвления к котлам.

Продувку производят перед пуском котельной, при консервации и длительной ее остановке. Окончание продувки определяют отбором пробы через штуцер с краном на продувочном газопроводе. Газовый коллектор вводят непосредственно в помещение котельного зала и прокладывают по освещенным и доступным местам на высоте 2,2 м от уровня пола. При отсутствии арматуры, резьбовых и фланцевых соединений на газопроводе возможна прокладка коллектора в штрабе пола с обязательным заполнением ее бетоном. В качестве отключающих устройств рекомендуется применять краны на газопроводах диаметром до 100 мм, а при большем диаметре – задвижки с клиновым затвором. Схема подводки газа к агрегатам должна быть простой и вместе с тем достаточно надежной.

На рисунке 17 показаны схемы обвязки котла с инжекционными (а) и смесительными (б) горелками, удовлетворяющие требованиям безопасности при ручном обслуживании котла.

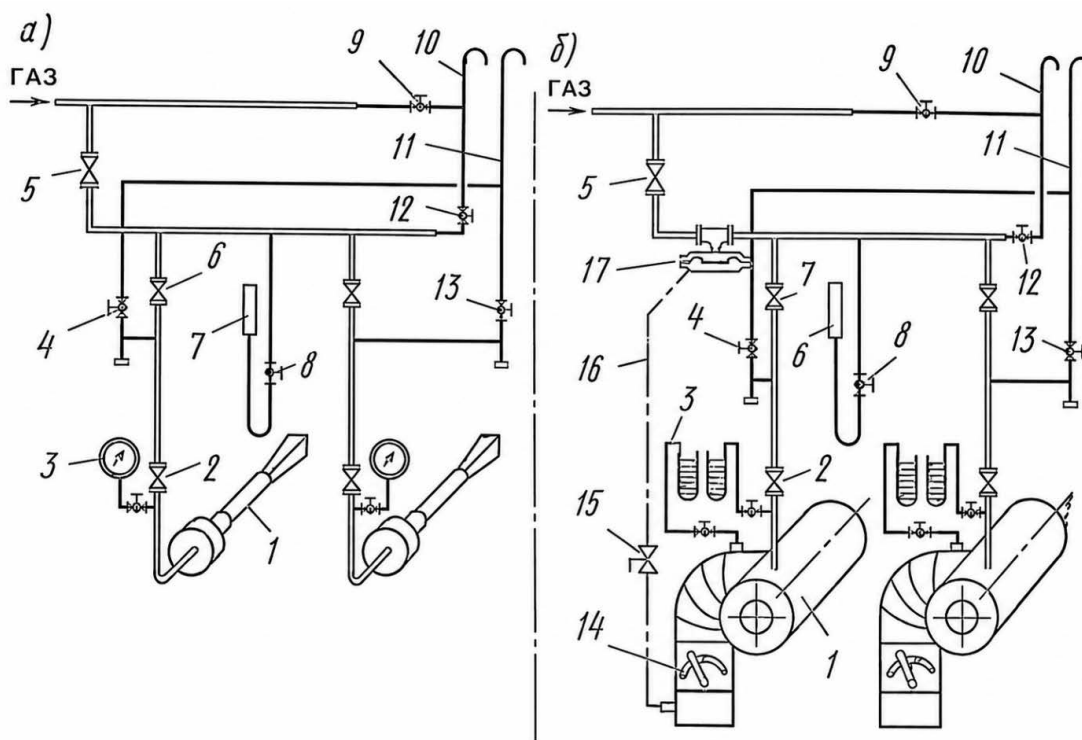


Рисунок 17. Схемы обвязки котла:

а – с инжекционными горелками; б – со смесительными горелками;
 1 – горелка; 2 – рабочие краны; 3 – манометр; 4 – кран трубопровода безопасности; 5 – главное отключающее устройство; 6 – контрольное отключающее устройство; 7 – запальник; 8 – кран запальника; 9 – кран перемены коллектора и продувочной линии; 10 – объединенный продувочный газопровод; 11 – объединенный трубопровод безопасности; 12 – кран продувочной линии; 13 – кран трубопровода безопасности; 14 – дроссельная заслонка; 15 – кран трехходовой; 16 – импульсная линия; 17 – клапан блокировки газа и воздуха

Так, при недостаточной плотности рабочих кранов перед горелками при продувке газопровода перед розжигом котла газ среднего давления не будет поступать в топку, так как участок между запорными устройствами 1 и 2 подключен к трубопроводу безопасности (см. рис. 17, а). По такому же принципу построена схема обвязки котла со смесительными горелками (см. рис. 17, б), хотя в этом случае, учитывая, что горелки работают на газе низкого давления, можно применять более простую схему, так как при продувке газопровода меньше опасность просачивания газа в топку через неплотности в рабочем запорном устройстве.

В последние годы применяют автоматическое регулирование расхода газа поворотной заслонкой при постоянстве соотношения «газ воздух» и регулировании разрежения в топке. Наличие автоматического регулирующего органа исключает необходимость часто пользоваться рабочими отключающими устройствами и поэтому они дольше сохраняют герметичность. Наличие в схемах (см. рис. 17) штуцера с краном на трубопроводе безопасности позволяет легко с помощью переносного манометра проверить герметичность запорного устройства на месте. Для проверки герметичности отключающего устройства котла клапан-отсекатель должен быть открыт, а все отключающие устройства, кроме контрольного, закрыты. Если отключающее устройство котла негерметично, то манометр покажет возрастание давления.

Для проверки герметичности рабочего отключающего устройства нужно поставить под давление участок газопровода перед ним, а затем закрыть все отключающие устройства. Если рабочее отключающее устройство негерметично, то манометр покажет уменьшение давления. При включении котла в работу открывают отключающие устройства перед ним и на продувочном трубопроводе. После окончания продувки газопроводов эти отключающие устройства закрывают, проводят вентиляцию топки, зажигают переносной запальник и вводят его в топку. Если факел запальника горит устойчиво, закрывают отключающее устройство на трубопроводе безопасности, открывают контрольное и затем рабочее отключающие устройства.

Газорегуляторная установка котельной

Газорегуляторная установка ГРУ (или ГРП) обеспечивает потребителей расчетным количеством газа с постоянным давлением перед газопотребляющими агрегатами. Наличие ГРУ или ГРП диктуется требованиями эффективного и безопасного использования газового топлива. В котельных установках работа ГРУ непосредственно связана с режимами потребления газа котлоагрегатами и ее функциональная схема строится в соответствии с особенностями эксплуатации котлов. Основным элементом любой ГРУ или ГРП является регулятор давления (РД), предназначенный для автоматической стабилизации давления газа с понижением его от выходного до расчетного у газогорелочных

устройств. Поэтому качество работы ГРУ целиком определяется характеристиками РД и допустимой неравномерностью выходного давления.

Оборудование ГРУ (рис. 18) располагается по ходу газа в такой последовательности: главное запорное устройство (1), фильтр (2), малогабаритный предохранительный клапан ПКН-100 (3), регулятор давления (4) типа РДУК 2-100, задвижка или кран (5) после регулятора байпас, ротационный счетчик (6) с обвязкой, имеющей краны (7) со смазкой, манометры ОБМ-160 (8), пружинный сбросной клапан (9). Байпас – обводная линия (10), на которой расположены задвижка (11) с выдвижным шпинделем, штуцер с манометром (12) и задвижка (14), предназначенная для обеспечения бесперебойной подачи газа в котельную при выходе из строя регулятора давления, в случае его ревизии или снятия фильтра для его очистки. Задвижки (1) и (14) снабжены кольцами-заглушками (13). Продувочная линия (15) подключается к коллектору перед фильтром.

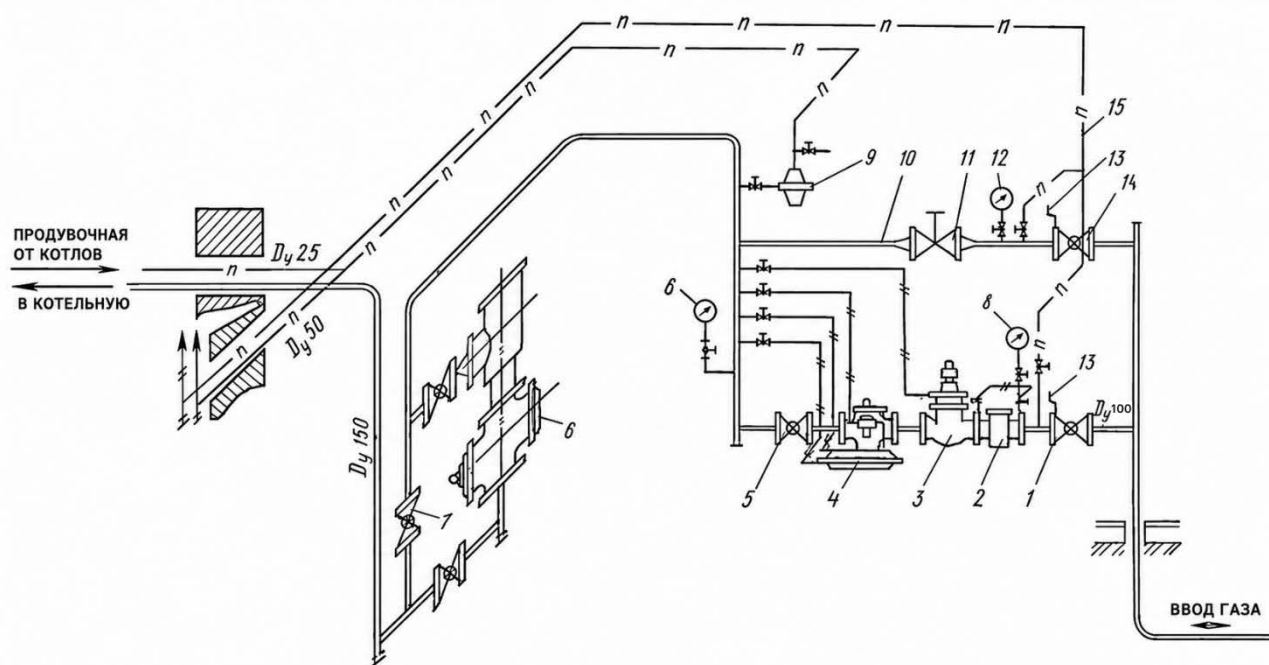


Рисунок 18. Схема газорегуляторной установки котельной

Предохранительно-запорные и сбросные клапаны (ПЗК и ПСК).

Чтобы обеспечить надежную и без опасную работу РД, необходимо выключить установку при повышении и понижении давления газа на выходе сверх допустимого с помощью ПЗК. Сбросные устройства – клапан ПСК или гидропредохранитель служат для сброса газа в атмосферу при кратковременном повышении его давления. Независимо от величины давления газа (низкое, среднее, высокое) настройку ПЗК и ПСК производят на условиях:

$$P_{\text{ср,пск}} = P_{\text{доп}} + 15 \%;$$

$$P_{\text{ср,пзк}} = P_{\text{доп}} + 25 \%,$$

где в левой части формул написаны величины давлений, при которых должны срабатывать ПСК и ПЗК; $P_{\text{доп}}$ – максимально допустимое давление газа в сети.

Предохранительно-запорные клапаны (ПЗК) выпускают в двух модификациях: на высокое (ПКВ) и низкое (ПКН) давления. Клапаны ПКВ отличаются от клапанов ПКН опорной тарелкой, уменьшающей эффективную площадь мембраны, и отсутствием большой тарелки мембраны. Пружинный сбросной клапан (ПСК) с условным диаметром 50 мм устанавливают после регулятора давления и служит для сброса в атмосферу избыточного газа при кратковременном повышении давления за регулятором. Для этого клапан ПСК настраивают на импульс давления меньший, чем у клапана ПКН. Если сбросной клапан не в состоянии обеспечить сброс газа, и давление после регулятора продолжает нарастать, вступает в действие предохранительный запорный клапан и перекрывает подачу газа в регулятор давления. Продувочная линия клапана ПСК выводится выше карниза здания на 1,5 м.

Газорегуляторная установка снабжена сбросным газопроводом от ПСК и продувочной линией. Для ремонта оборудования с освобождением его от газа продувочная линия подключена к газопроводу после входного отключающего устройства, а для продувки газового ввода предусмотрено устройство перемычки, соединяющей байпас с продувочной линией. Клапаны ПСК должны обеспечивать начало открытия при повышении установленного давления на 5 % и полное открытие при повышении давления на 15 % больше установленного рабочего давления. Полное закрытие клапана должно происходить при снижении давления до рабочего. Клапан (ПСК) низкого давления отличается от клапана (ПСК) среднего давления упругостью регулирующей пружины.

Регуляторы давления РДУК-2. Пропускную способность регулятора давления выбирают из расчета номинального расхода газа в котельной с коэффициентом запаса 1,2. Регулятор должен быть проверен и на минимальный расход газа, так как возможен неустойчивый (с автоколебаниями) режим его работы. Регулятор давления типа РДУК-2 (универсальной конструкции Ф. Ф. Казанцева) комплектуется пилотом (регулятором управления) КН2 на давление газа 0,5–60 кПа (50–6000 кгс/м²) или KB2 при редуцировании (0,6–от давления газа 0,06–0,6 МПа 6 кгс/см³). Корпус РДУК-2 закрывается крышкой, сняв которую можно осмотреть и исправить клапан, не снимая регулятор с газопровода и не демонтируя его обвязку с пилотом. Ревизию и смену мембраны также осуществляют без демонтажа регулятора.

Подключение импульсных линий и устройство РДУК-2 показано на рисунке 19. Газ входного давления поступает через фильтр (8) по импульсной трубке (1) через клапан пилота (2) и трубку (3) под мембрану (7) регулятора. Избыток газа сбрасывается в газопровод за регулятором по трубке (5) через дроссель. Надмембранная полость регулятора, сообщающаяся трубкой (6) с выходным газопроводом, находится под давлением более низким, чем подмембранное пространство. За счет этого перепада, величина которого может регулироваться с помощью пружины пилота, создается подъемная сила мембраны. При уменьшении потребления газа давление в газопроводе за регулятором повысится, что приведет к перемещению вниз, против усилия пружины, мембраны пилота (9) за счет перепуска газа по трубке (4); вследствие этого под мембрану регулятора действует импульс с меньшей силой.

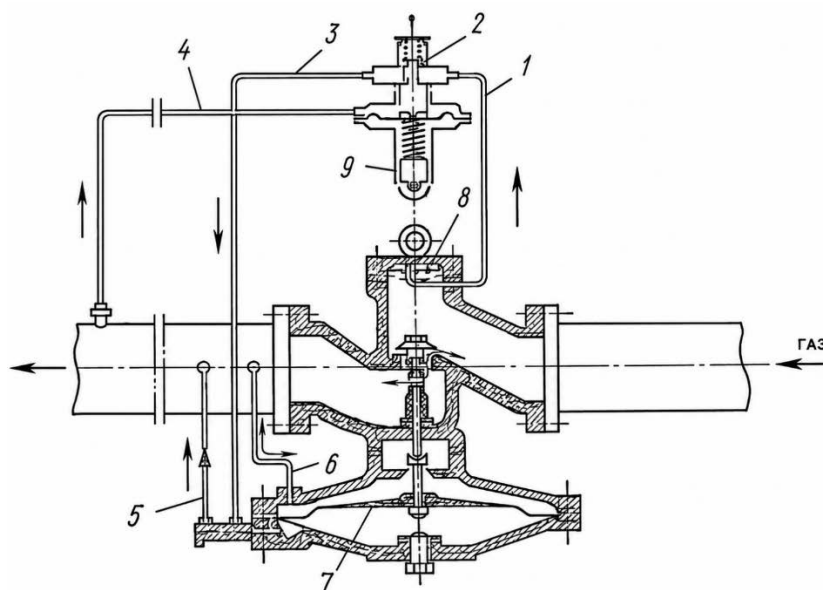


Рисунок 19. Схема обвязки регулятора давления РДУК-2

Многолетний опыт эксплуатации регуляторов РДУК-2 обнаружил их некоторые недостатки: запаздывание в регулировании при быстрых изменениях расходов газа; вероятность возникновения незатухающих колебаний (качки); затруднения с наладкой работы регулятора. Запаздывание в регулировании и качка служат причиной ложного срабатывания предохранительных клапанов, что приводит к отключению подачи газа на котлы. При больших перепадах давлений иногда происходит вырывание мягкого уплотнения клапана из мест заделки. В процессе настройки регулятора РДУК-2-100 возможны неполадки и нарушения нормальной работы. Рассмотрим наиболее существенные из них.

Пульсации выходного давления. Причиной могут явиться слишком малый расход газа менее 30 %; засорение калиброванного отверстия дифференциального клапана, слабая жесткость пружины регулятора управления и чрезмерное трение при перемещении стержня регулирующего клапана. Во всех этих случаях следует проверить места возможных неисправностей и увеличить расход газа, отрегулировав натяжение пружины дифференциального клапана.

Выходное давление газа заметно падает вследствие засорения фильтра регулятора, засорения клапана и поломки пружины пилота, обмерзания регулирующего клапана. Следует снять люк и очистить фильтр и клапан.

Выходное давление газа резко повышается. Это может произойти вследствие попадания посторонних предметов между клапаном и седлом, заедания направляющей клапана, разрыва мембраны пилота, а также засорения импульсных линий, соединяющих надмембранное пространство камер пилота и основного регулятора с выходным газопроводом. Для обнаружения неисправности необходимо вывернуть стакан пилота, если при этом давление за регулятором не снижается, выключить подачу газа в регулятор, проверить свободу перемещения клапана и плотность его насадки, продуть соответствующие импульсные трубки. После настройки регулятора давления следует снять его регулировочную характеристику при различных давлениях на

входе. Точность регулирования (отклонение давления после регулятора от заданной величины) при возможных изменениях параметров газа в городской сети должна составлять $\pm 5\%$.

Пуск регулятора давления РДУК-2-100 (с Ду – 100 мм) производится при полностью ослабленной пружине пилота и поднятом предохранительном клапане ПКН. Предварительно необходимо проверить импульсные линии, очистить фильтр и основной клапан, продуть все дроссели; после сборки частей убедиться в плотности соединений и, открыв краны импульсных линий, пустить регулятор на малый расход газа через свечу ГРУ. При пуске сначала открывают выходную задвижку или кран, а затем отключающее устройство на входе. Требуемое давление газа после регулятора устанавливают вращением стакана регулятора управления. Для проверки влияния входного давления газа следует пользоваться отключающим устройством до регулятора, устанавливая необходимый режим степенью открытия задвижки или крана.

Регулятор давления РДБК. Регуляторы давления блочные конструкции Казанцева РДБК обеспечивают неравномерность выходного давления в несколько раз меньшую, чем у РДУК-2. Минимальное входное давление для РДБК – 5 кПа (500 кгс/м²); выходное давление РДБК1 – 1 кПа до 6 кПа (0,01–0,6 кгс/см³); для РДБК1П – от 0,03 до 0,6 МПа (0,3–6,0 кгс/см³). Пропускная способность регуляторов составляет свыше 1000 м³/ч.

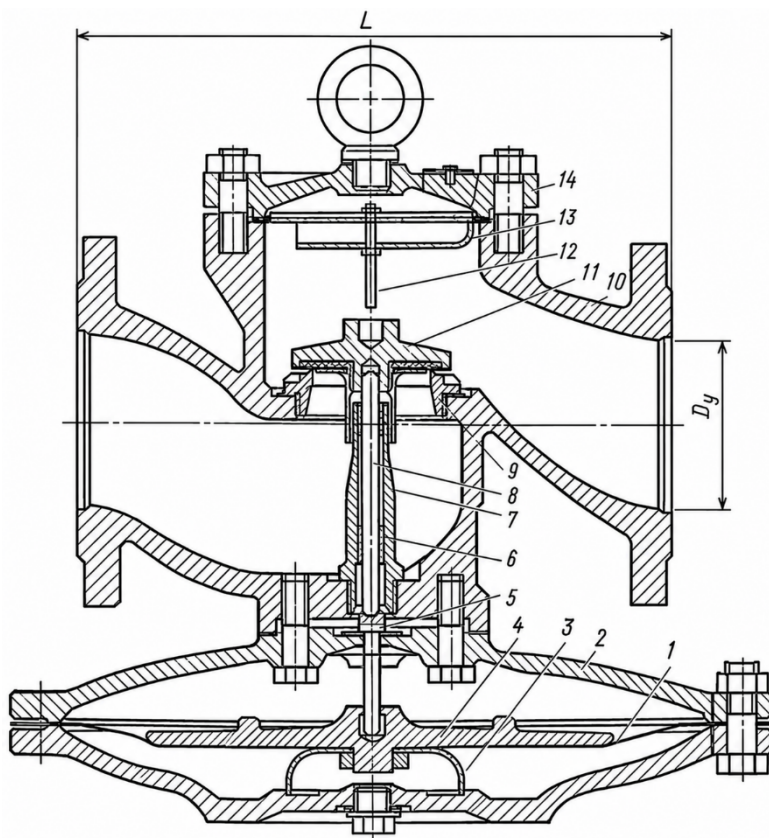


Рисунок 20. Регулятор давления РДБК-1

В регуляторах РДБК1 и РДБК1П в качестве исполнительных органов использованы конструктивно идентичные регулирующие односедельные

клапаны (рис. 20). Регуляторы с Ду – 100 мм имеют сменные седла (9) диаметром 50 и 70 мм, регуляторы с Ду 25 и 50 мм – седла постоянного размера, соответственно, 21 и 35 мм. Корпус (10) регулирующего клапана (РК) чугунный литой вентильного типа перекрыт крышкой (14). В верхней части корпуса расположен фильтр (13) для очистки газа, поступающего к стабилизатору (РДБК1) или к регулятору управления (РДБКП).

К фильтру прикреплен упор (12), ограничивающий ход регулирующего плунжера (11) и препятствующий его сбросу со штока (8) при внезапных толчках. Шток свободно входит в центральное гнездо плунжера, имеющего мягкую резиновую уплотняющую прокладку, и нижним своим концом упирается в выемку на торце толкателя (5). Хвостовик плунжера перемещается вдоль направляющей колонки (7), внутри которой расположены втулки (6) – направляющие для штока. К нижней части корпуса крепится мембранная камера (2), между фланцами которой зажата эластичная мембрана (1) с двумя дисками: нижним опорным (3) (манжета) и верхним (4). Перемещение мембраны вызывает изменение положения плунжера относительно седла и, следовательно, изменение расхода газа через РК.

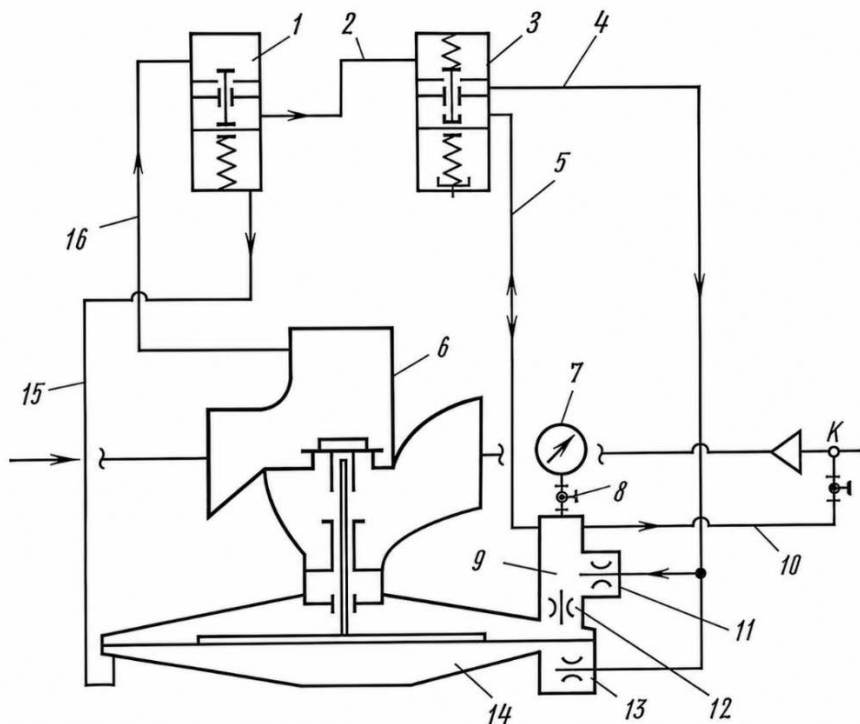


Рисунок 21. Схема работы регулятора РДБК-1

Схема работы РДБК1 показана на рисунке 21. Подмембранная полость (14) камеры через дроссель (13) и трубку (4) соединена с пилотом (3). Поступающий непрерывно поток газа от пилота сбрасывается через верхний дроссель (11) в импульсную колонку (9), из которой направляется по импульсному трубопроводу (10) в газопровод после регулятора. С помощью регулируемых дросселей (11) и (13) устанавливается необходимое давление газа в подмембранной полости и обеспечивается настройка работы регулятора без автоколебаний. Дроссель (12) предназначен для поднастройки регулятора в случае возникновения качки. Для

подключения показывающего манометра (7) предусмотрен кран (8) на верхнем штуцере колонки (9).

Регулируемый клапан (6) комплектуется стабилизатором (1) и пилотом (3). Газ входного давления из РК через трубку (16) подается в стабилизатор (1), а из него по трубке (2) – в пилот и по трубке (15) – под мембрану РК. Надмембранная полость пилота трубкой (5) через колонку (9) соединена с трубкой (10). Вследствие этого давление в этой полости равно давлению в контролируемой точке К газопровода, измеряемому манометром (7). Из пространства под седлом пилота газ по трубке (4) через регулируемый дроссель (11) постоянно сбрасывается в колонку (9) и по трубке (10) – в газопровод после регулятора.

Регулятор РДБКПП отличается от рассмотренного наличием только двух основных узлов: регулирующего клапана РК с импульсной колонкой, конструктивно идентичного РДБКІ, и регулятора управления прямого действия (пилота). Схема работы регулятора показана на рисунке 22. Газ входного давления через регулируемый клапан (РК) (3) по трубке (12) поступает в пилот (1), который поддерживает постоянное давление в подмембранной полости (11) РК. Надмембранная полость РК через импульсную колонку (7) и трубку (6) соединена с контролируемой точкой К газопровода (5). Из подклапанного пространства пилота газ по трубке (2) через дроссель (8) постоянно сбрасывается в импульсную колонку (7), а из нее по трубке (6) – в газопровод после регулятора. В подмембранной полости РК, имеющей регулируемый дроссель (10), поддерживается давление, согласованное с давлением в надмембранной полости, так как последняя сообщается с импульсной колонкой через регулируемый дроссель (9). Колонка (7) имеет штуцер, на который устанавливается показывающий манометр (4).

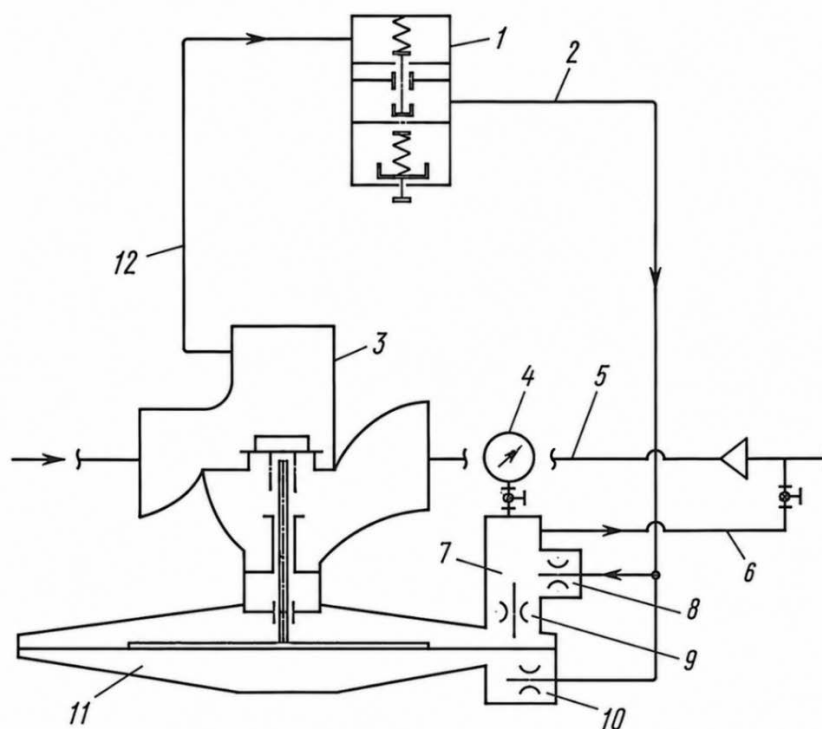


Рисунок 22. Схема работы регулятора РДБК-1П

Настройку РДБКП на заданное выходное давление производят ввертыванием или вывертыванием регулировочного стакана пилота, изменяющего сжатие пружины в подмембранной полости. При этом открытие дросселей (8) и (10) регулируют таким образом, чтобы давление в подмембранной камере РК было всегда больше выходного давления (в точке К), воздействующего на мембрану РК сверху. Постоянное давление, поддерживаемое пилотом в подмембранном пространстве РК, определяет собой и постоянство выходного давления. Если выходное давление изменилось (например, уменьшилось), то изменится (уменьшится) и давление в надмембранной полости РК. Возникшая разность давлений над и под мембраной вызовет перемещение связанного с ней плунжера, пропуск газа через РК возрастет. Когда приток газа к объекту и отбор от него станут равными, давление в точке К восстановится до заданного, Давление в над- и подмембранных полостях РК выравняется, и мембрана РК будет в равновесии.

Мазутное хозяйство котельной

Для снабжения котельной или районной тепловой станции резервным топливом (мазutom) устраивают мазутное хозяйство. В комплекс сооружений и устройств мазутного хозяйства входят: устройства для слива мазута из цистерн, мазутонасосная, резервуары для хранения десятисуточного запаса топлива и коммуникации для мазута, пара и конденсата. Подачу топлива из резервуаров к форсункам рекомендуется осуществлять с непрерывной циркуляцией мазута. При этом часть мазута (не менее 50 % расхода на все работающие котлы) возвращается в резервуары и служит для разогрева топлива в них. Технические характеристики мазутного топлива приведены в таблице 7.

Таблица 7. Технические характеристики мазутного топлива

Показатель	Марка топлива			
	40	60	80	100
Вязкость при 80 °С, град ВУ	5–8	8–11	11–13	13–15,5
Температура вспышки не ниже, °С	100	110	120	125
То же, застывания не выше, °С	10	15	20	25
Рекомендуемая температура распыления в форсунках, °С:				
механических	103	110	113	115
паровых	85	92	95	98
воздушных	90	100	105	107

Способ подачи мазута к котлам зависит от величины его давления перед форсунками. Если форсунки работают при небольших давлениях распыливаемого топлива, то в котельной устанавливают промежуточную емкость, откуда топливо самотеком поступает к форсункам. При больших давлениях мазут подают к форсункам насосом. Емкость расходных баков жидкого топлива внутри котельной составляет не более суточного расхода

топлива (до 10 т). Помещение для баков отделено от остальной части котельного зала несгораемой перегородкой с самостоятельным входом.

Одна из возможных схем циркуляционного мазутоснабжения котельной показана на рисунке 23. Питательный бак расположен на высоте 5–6 м от уровня пола, чтобы обеспечить подачу мазута самотеком к насосам и форсункам. В баке установлен змеевик для подогрева мазута паром до требуемой температуры. В схеме мазутоснабжения предусмотрены двухступенчатая очистка (грубая и тонкая) и непрерывное движение мазута через насос к форсункам котла. Мазутопроводы прокладывают с уклоном 0,01–0,015 по направлению потока совместно с сопутствующим паропроводом в общей тепловой изоляции. Циркуляционную схему подачи жидкого топлива применяют при сжигании высоковязких мазутов, когда котельная работает постоянно на мазуте и кратковременно на газе. Недостаток этой схемы состоит в неизбежности слива при регулировании давления всего отработанного и подогретого топлива в емкости. Это может при определенных условиях вызвать перегрев топлива при всасывании его топливным насосом.

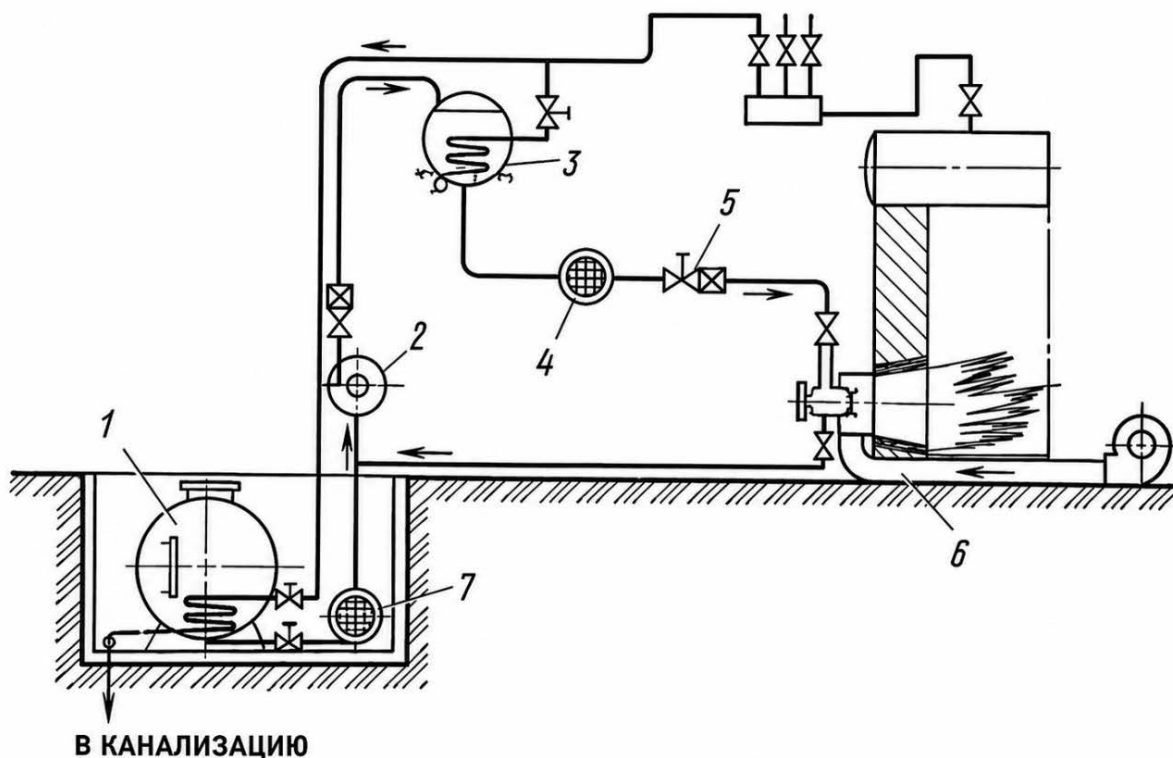


Рисунок 23. Схема циркуляционного мазутоснабжения котельной:

1 – мазутохранилище; 2 – насос; 3 – подогреватель; 4 – фильтр тонкой очистки;
5 – дроссельный вентиль; 6 – дутьевой канал; 7 – фильтр грубой очистки

Предлагается две другие схемы подачи жидкого топлива в котельные: тупиковая и комбинированная (тупиково-циркуляционная). *Тупиковую схему* (рис. 24) применяют при сжигании относительно маловязких мазутов, когда котельная работает на стабильных нагрузках, превышающих средние. *Комбинированную схему* рекомендуется применять при использовании в качестве

топлива тяжелых мазутов в промышленных и энергетических установках. В обеих схемах при регулировке топливо сливается в емкости при температуре всасывания.

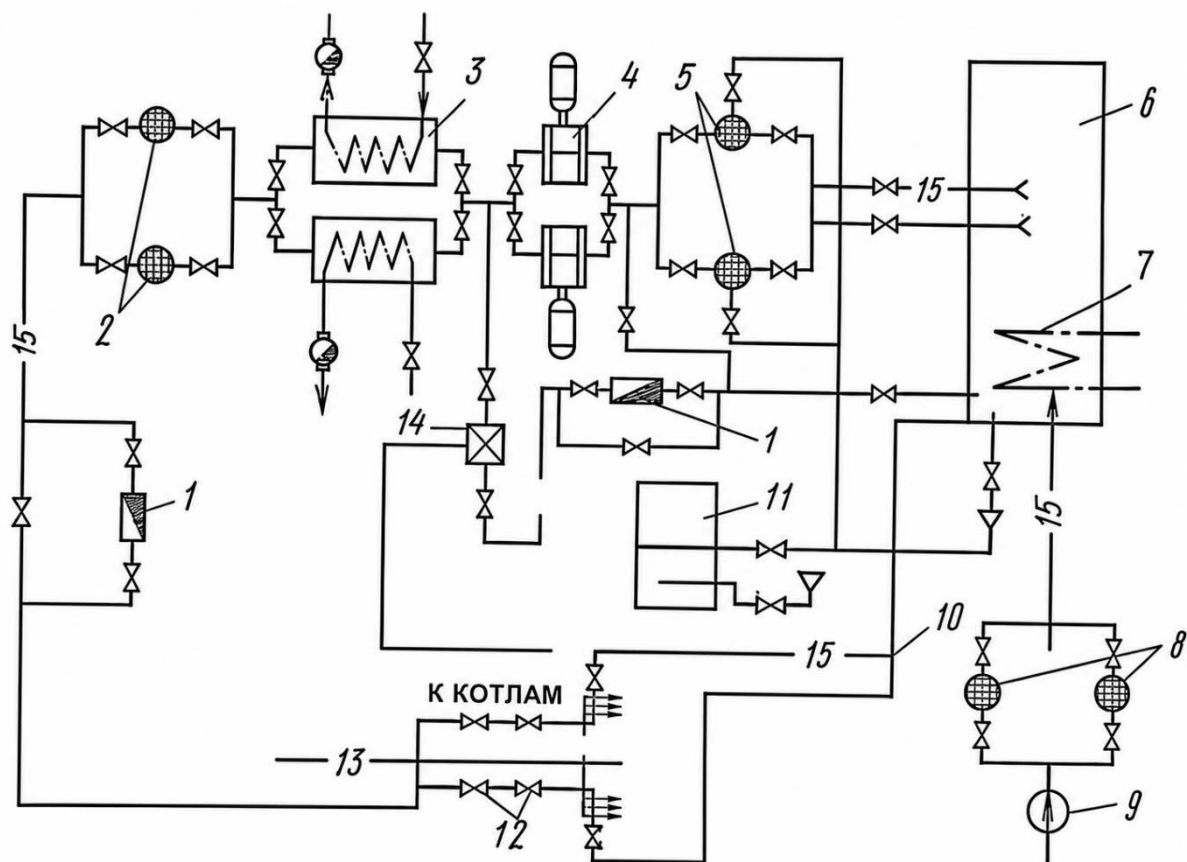


Рисунок 24. Тупиковая схема подачи жидкого топлива:

- 1 – счетчик топлива; 2 – фильтр тонкой очистки; 3 – подогреватель; 4 – насос;
 5 – фильтр; 6 – емкость расходная; 7 – подогреватель паровой; 8 – фильтр
 грубой очистки; 9 – насос центробежный; 10 – участок циркуляционный;
 11 – бак загрязненного мазута; 12 – клапан быстрозапорный; 13 – сухой пар
 к форсункам; 14 – клапан сливной с импульсом по нагрузке;
 15 – мазутопроводы

Регулирование подачи жидкого топлива (давления) производится с помощью регулировочного клапана с импульсом по нагрузке или давлению пара в котлах. Для обеспечения взрывобезопасности на мазутопроводе котлоагрегата устанавливают запорные органы с дистанционным электрическим и механическим приводом (первый возможно ближе к магистрали, а последний непосредственно у форсунок), устройство для продувки мазутопровода и форсунок паром, а также быстрозапорный клапан. На отводе к рециркуляционной магистрали должны быть установлены запорный орган с дистанционным электрическим и механическим приводом, устройство для установки заглушки, а также быстрозапорный клапан. На отводе к сливной магистрали устанавливают запорный орган и устройство для установки заглушки. Закрытие быстрозапорных мазутных клапанов должно производиться

постоянным током от аккумуляторной батареи, а при ее отсутствии – от автоматического механического привода.

Насосы для мазута. Высокая экономичность использования жидкого топлива в котельных и номинальная подача котлов могут быть обеспечены лишь при правильном выборе вспомогательного оборудования топливоподачи: насосов, фильтров, подогревателей, дутьевых вентиляторов. Тип насоса, его подачу и давление нагнетания выбирают в зависимости от необходимого давления и расхода топлива при номинальной нагрузке всех горелок с запасом производительности до 50 % на случай износа рабочих органов насоса. Лучшими характеристиками при работе котлов с газомазутными горелками обладают объемные насосы: винтовые, поршневые, шестеренчатые. В случае применения поршневых насосов обязательна установка воздушных (компенсационных) колпаков на нагнетании.

Вентиляторы. Работа газомазутных горелок во многом зависит от правильного выбора типа, производительности дутьевого вентилятора и схемы подачи воздуха. При выборе центробежного вентилятора особое внимание уделяют правильному определению гидравлического сопротивления сети. Недоучет этого сопротивления приводит к тому, что оказывается невозможным получить паспортную теплопроизводительность горелок.

Полный необходимый напор вентилятора определяют по рабочей характеристике (режимному графику) горелки данной производительности. К величине сопротивления горелки по воздуху прибавляют сопротивление сети вместе с регулирующим органом и динамический напор в патрубке вторичного воздуха.

Газогорелочное устройство котлов

Ниже рассмотрены газогорелочные устройства, применяемые в отопительно-производственных котлах. В основу классификации горелок положен принцип смешения газа с воздухом, которое может осуществляться либо естественным путем (диффузионное и струйное смешение), либо принудительно (под давлением). В зависимости от этого можно различать газогорелочные устройства трех типов: диффузионные, инжекционные и смесительные (рис. 25).

Примером диффузионного газогорелочного устройства, в котором смесеобразование происходит в момент горения за счет естественного процесса диффузии кислорода к горящим струям, может служить горизонтально-щелевая подовая горелка. В простейшем виде такая горелка представляет собой газоподводящую трубу с двумя рядами отверстий, расположенную над колосниковой решеткой в прямой щели из шамотного кирпича (см. рис. 25, а). Воздух для горения поступает через зазоры колосниковой решетки за счет повышенного разрежения в топке, поддерживаемого в пределах 30–40 Па (3–4 кгс/м²).

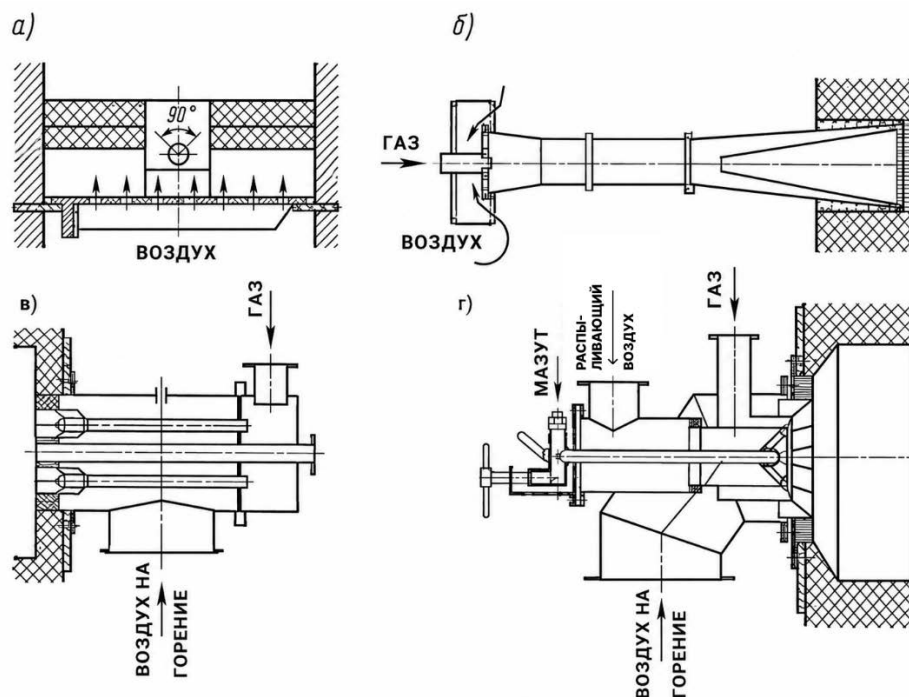


Рисунок 25. Схемы газогорелочных устройств:

а – диффузионная подовая горелка; *б* – инжекционная горелка ИГК;
в – смесительная горелка ГМ; *г* – газомазутная горелка ГМГ

Инжекционные горелки с пластинчатыми стабилизаторами конструкции Ф. Ф. Казанцева (см. рис. 25, б) устанавливают в один горизонтальный ряд по два-три и более в ряду с максимальным расстоянием между ними 550–500 мм. При монтаже ось горелки располагают так, чтобы нижняя часть ее стабилизатора была на 500 мм выше пода топki, а срез стабилизатора не выступал за поверхность футеровки топki. Над устьем горелки в кладке фронтальной стены выкладывают разгрузочный свод. Горелку закрепляют в амбразуре квадратного сечения без фронтальной плиты. Зазор между стенками амбразуры и корпусом горелки уплотняют асбестовым шнуром и шамотной глиной. Колосниковая решетка котла при его переоборудовании демонтируется.

Работа стабилизатора горелки ИГК заключается в том, что газовоздушная смесь, протекая в узких зазорах (1,5 мм) между пластинками, подогревается до 300–350 °С, что способствует более быстрому воспламенению газа. Одновременно происходит интенсивное охлаждение пластин, воспринимающих тепловое излучение факела и стенок обмуровки топki. Очаги горения газа сливаются в сплошной прозрачный факел длиной 1–1,5 м. При эксплуатации горелок недостаточная жаростойкость стальных пластин стабилизатора может стать серьезным препятствием для бесперебойной их работы. Прогар пластин приводит к тому, что из-за проскоков пламени иногда невозможно снизить нагрузку. При исправных стабилизаторах горения диапазон устойчивой работы горелки составляет по давлению газа 500–5000 кгс/см³ (5–50 кПа).

Горелки подобного типа можно снабжать стабилизаторами и других конструкций: в виде керамического туннеля, двойного ряда керамических решеток, огневого кольца по периферии горелки и т. п. Всем этим видам

стабилизирующих устройств присущ общий недостаток – опасность возникновения проскока пламени к соплу горелки, а также сильный шум при работе горелок и возможность вибрационного горения. Сосредоточенный подвод теплоты, имеющий место при сжигании газа в инжекционных горелках среднего давления в условиях плохой циркуляции и водоподготовки, приводит к частым аварийным остановам котлов, особенно чугунных секционных. Поэтому в таких случаях, если позволяет объем топочной камеры, целесообразно применять факельный способ сжигания газа, дающий более мягкий и равномерный температурный режим. Такое сжигание газа организуется в различных газосмесительных горелках, работающих с принудительной подачей воздуха на газе низкого давления (см. рис. 25, в).

Для улучшения перемешивания газа и воздуха в топочном пространстве принудительное смесеобразование осуществляется посредством: подачи газа через отверстия диаметром 4,8 мм, просверленные в наконечниках газоподающих труб; организации встречи потоков газа и воздуха под углом 30°; придания потоку воздуха вихревого характера движения путем размещения на его пути косо поставленных лопастей. Горелку устанавливают на фронтальной стенке топки и прикрепляют к ней с помощью стальной плиты на болтах. На поду топки непосредственно у боковых экранов котла выкладывают решетчатые стенки толщиной 250 мм до уровня на 500 мм выше оси горелки.

На котлах типа Е (ДЕ), ДКВР часто устанавливают комбинированные газомазутные горелки ГМГ конструкции ЦКТИ (см. рис. 25, г). Газ, поступающий в горелку через патрубок, выходит в амбразуру топки через ряд отверстий, расположенных по окружности газового кольцевого коллектора. Для подачи воздуха имеются два регистра: первичного и вторичного воздуха. В специальном завихрителе воздуху придается вращательное движение. Горелки устанавливают аналогично газосмесительным на фронтальной стене топочной камеры. При этом учитывают, что закрутка воздуха в горелке происходит в одну сторону, и при расположении горелок рядом необходимо выбирать соответственно правую и левую стороны закрутки.

Для сжигания жидкого топлива в горелке применена паромеханическая форсунка, обеспечивающая высокое качество распыла топлива во всем диапазоне регулирования нагрузки. Форсунка состоит из распыливающей головки, ствола, колодки, скобы с затяжным винтом для соединения парового и топливного штуцеров. Мазут, поступающий в форсунку по внутренней трубе, подводится через распределительную шайбу в кольцевой канал завихрителя, откуда по тангенциальным каналам попадает в камеру завихрения, выходит из сопла и распыливается за счет действия центробежных сил. Давление распыливающего пара 0,07–0,2 МПа (0,7–2,0 кгс/см²). На нагрузках выше 70 % форсунка может устойчиво работать и без парового распыла.

Воздух к факелу (до 15 % общего расхода) подается через регистр первичного воздуха, в котором происходит закручивание потока. Вторичный воздух поступает в регистр, снабженный лопаточным аппаратом. Оба регистра выполнены правого и левого закручивания. Техническая характеристика горелок типа ГМГ приведена в таблице 8.

Таблица 8. Техническая характеристика горелок типа ГМГ

Показатель	Марка горелки					
	ГМГ-1	ГМГ-1,5	ГМГ-2	ГМГ-4	ГМГ-5,5	ГМГ-7
Номинальная теплопроизводительность, МВт	1	1,6	2,3	4,7	6,5	8,1
Диапазон регулирования, %	30–100	30–100	20–100	20–100	15–100	15–100
Подача воздуха, м ³ /ч	1200	1700	2700	5400	8000	10000
Давление первичного воздуха, Па	350	350	1200	1200	1200	12000
Давление вторичного воздуха, Па	400	850	1200	1200	800	12000
Давление мазута, МПа	0,6	1,2	2	2	3	3
Давление распыливающего пара, МПа	1,3	2,7	4,1	4,1	5,2	5,2
Давление сжигаемого газа, Па	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Газомазутные горелки типа ГМГм являются модернизированным вариантом горелок ГМГ (обозначение – буква «м») и выпускаются в четырех модификациях; ГМГ-1,5м; ГМГ-2м; ГМГ-4м и ГМГ-5м. В этих горелках газ подается в воздушный поток как параллельными, так и поперечными струями через дополнительные отверстия по боковой образующей поверхности. Благодаря этому устраняется существенный дефект горелок МГ, заключающийся в недостаточно эффективном смешении газа и воздуха, что приводит к большим значениям коэффициента избытка воздуха и растянутому факелу.

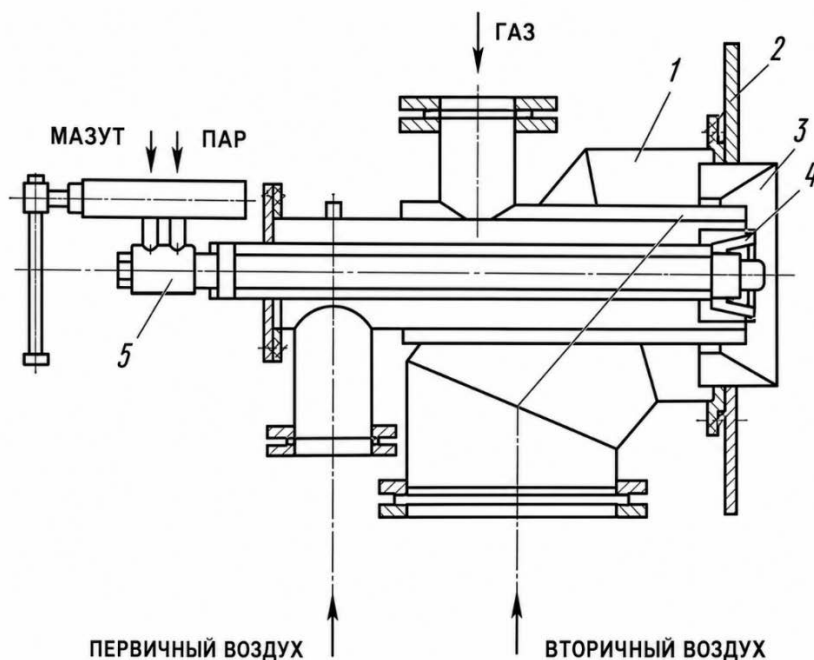


Рисунок 26. Газомазутная горелка типа ГМГм

1 – газовоздушная часть; 2 – монтажная плита; 3 – лопаточный завихритель вторичного воздуха; 4 – завихритель первичного воздуха; 5 – форсунка

Горелка ГМГм (рис. 26) состоит из газовоздушной части, паромеханической форсунки, лопаточного завихрителя вторичного воздуха,

лопаточного завихрителя первичного воздуха, монтажной плиты, заглушки для закрывания форсуночного канала при снятии форсунки. В состав газозвдушной части входят двухзонное воздушнонаправляющее устройство с зонами первичного и вторичного воздуха и газораспределительная часть. Зона первичного воздуха состоит из подводящей части и лопаточного завихрителя тангенциально-аксиального типа с прямыми лопатками, установленными под углом 60° , и служит для подвода части воздуха (в виде закрученного потока) к корню факела. Зона вторичного (основного) воздуха представляет собой колено трубопровода с углом 90° , в концевой части которого находится лопаточный завихритель вторичного воздуха с прямыми лопатками, установленными под углом 45° . Между первичной и вторичной воздушными зонами расположена газораспределительная часть, основными рабочими элементами которой являются газовые насадки, предназначенные для распределения газа в первичном и вторичном воздушных потоках. Лопаточный завихритель вторичного воздуха служит для закрутки и распределения массы основного воздуха пропорционально количеству топлива. Лопаточные завихрители первичного и вторичного воздуха выполняются правого и левого направления вращения (закрутки) воздуха. У горелки закрутка первичного и вторичного воздуха односторонняя.

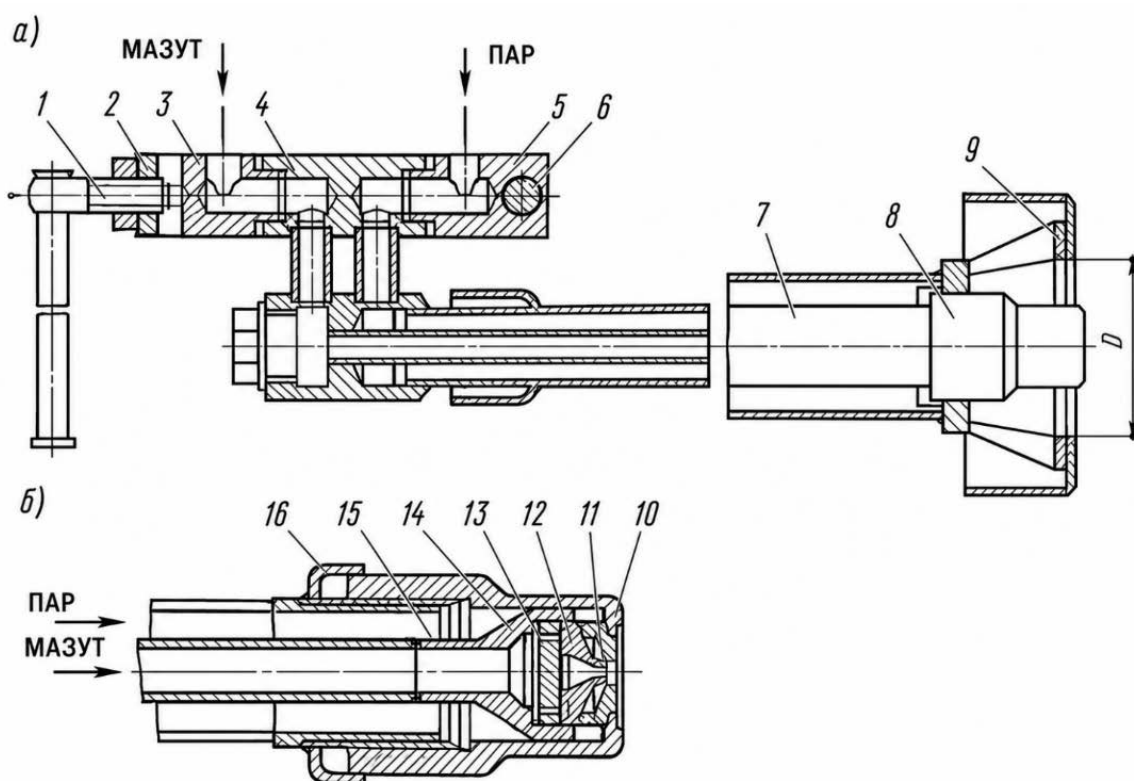


Рисунок 27. Форсунка паромеханическая:

а – форсунка в сборе; *б* – распыливающая головка;

1 – винт зажимной; 2 – скоба; 3 – штуцер топливный; 4 – корпус; 5 – штуцер паровой; 6 – ось; 7 – ствол; 8 – распыливающая головка; 9 – лопаточный завихритель первичного воздуха; 10 – гайка накидная; 11 – завихритель паровой; 12 – завихритель топливный; 13 – прокладка; 14 – шайба распределительная; 15 – втулка; 16 – ограничитель-кольцо

Форсунка горелки ГМГм паромеханическая (рис. 27, а) и состоит из следующих частей: корпуса, лопаточного завихрителя первичного воздуха, распыливающей головки, топливного штуцера, парового штуцера, ствола, зажимного винта. Корпус соединяет паровую и топливную (ствол) трубы и имеет каналы для подачи пара и жидкого топлива. В конце ствола приварен ограничитель-кольцо, который обеспечивает правильность установки торца форсунки по отношению к воздушным завихрителям.

Распыливающая головка (см. рис. 27, б) – основной рабочий узел форсунки, состоит из следующих частей: накидной гайки, парового завихрителя, топливного завихрителя, прокладки, распределительной шайбы, втулки. Головка форсунки устанавливается в устье лопаточного завихрителя первичного воздуха. Мазут по внутренней трубе и втулке поступает через распределительную шайбу в кольцевой канал топливного завихрителя и далее по тангенциальным каналам попадает в камеру завихрения, приобретая поступательно-вращательное движение. Срываясь с кромки сопла, пленка топлива дробится на мельчайшие капли, которые вылетают в топку в виде полого конуса. Пар по наружной трубе и щелям между накидной гайкой втулкой подходит к каналам парового завихрителя и, выходя закрученным потоком через сопло, участвует в процессе распыливания топлива.

Горелка газомазутная с ротационной форсункой типа РГМГ служит для сжигания мазута марок М40 М100, дизельного топлива марки А или природного газа (без форсунки). Эти горелки применяются на паровых и водогрейных котлах различного типа: их техническая характеристика приведена в таблице 9.

Таблица 9. Техническая характеристика горелок РГМГ

Показатель	Марка горелки		
	РГМГ-1	РГМГ-2	РГМГ-7м
Номинальная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч)	1,163 (1)	2,33 (2)	8,12 (7)
Номинальный расход жидкого топлива, кг/ч	100	200	850
Номинальный расход газа, м ³ /ч	120	230	1000
Давление газа перед горелкой, кПа (кгс/м ²)	5 (0,5)	5 (0,5)	30 (3)
Масса горелки, кг	150	250	320

На рисунке 28 показано устройство горелки РГМГ-7м, которая состоит из газопровода (3) с горелочным устройством (4), ротационной форсунки (10), завихрителя вторичного воздуха (5).

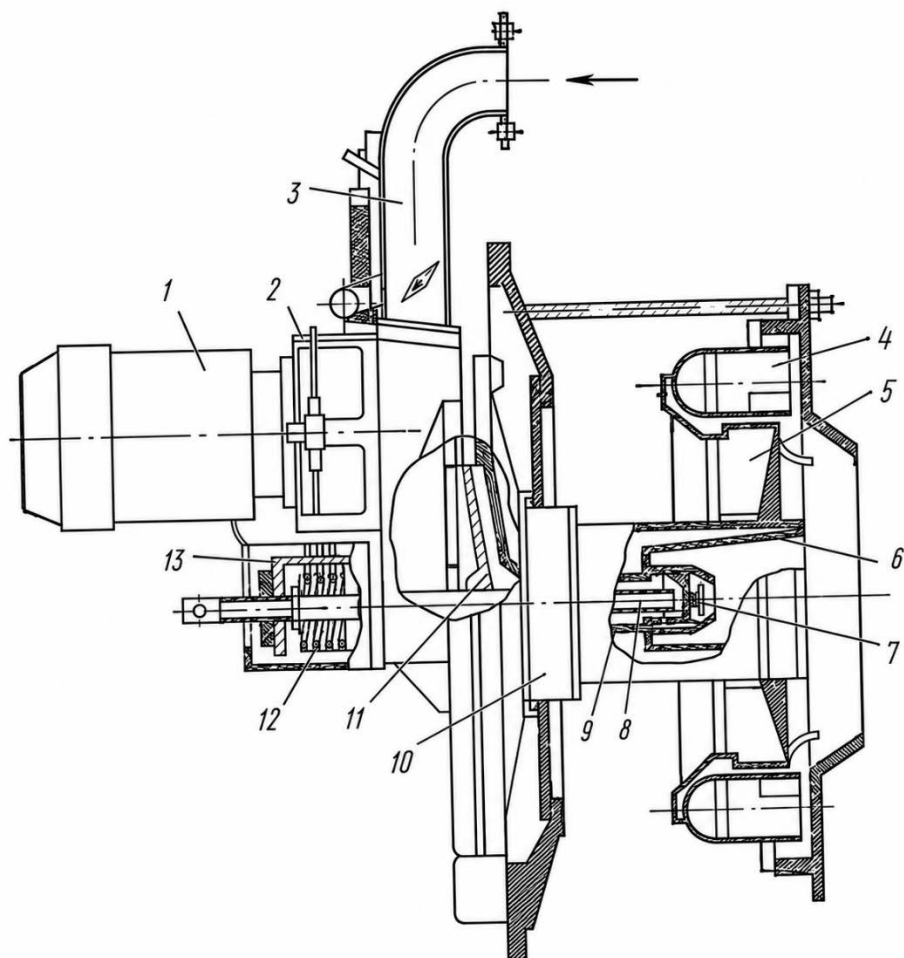


Рисунок 28. Горелка газомазутная с ротационной форсункой РГМГ-7м

Жидкое топливо, поступающее через трубу (8), под действием центробежных сил образует тонкую пленку, стекающую с выходной кромки распыливающего стакана (6) и срывающуюся в виде капель. Первичный воздух подается вентилятором (11), приводимым в действие электродвигателем (1) с клиноременной передачей (12) и кронштейном (13). Гайка-питатель (7) имеет четыре топливных канала и соответствующее число воздушных каналов, проходящих параллельно оси гайки. Вентилятор (11) состоит из рабочего колеса с двумя дисками, воздухонаправляющего аппарата и всасывающего патрубка. Вал (9) имеет два подшипниковых узла. Обдувочное устройство (2) служит для охлаждения электродвигателя. Для сжигания мазута в котлах типа Е-1-91М применяют горелочное устройство АР-90, включающее ротационную форсунку Р-90-11, идентичную рассмотренной выше и такое же воздухораспределительное устройство. На полом вала форсунки жестко крепится ротор вентилятора, распыливающий стакан и гайка питатель.

Групповые инжекционные горелки (рис. 29) предназначены для сжигания газа среднего и низкого давления в чугунных секционных котлах. Основанием горелки служит газовый коллектор, к которому приварены патрубки, имеющие в торцевой стенке по 3 сопла. На каждом патрубке закреплен смеситель, работающий с коэффициентом первичного воздуха, равным 0,3–0,4. Газовоздушная смесь выходит через несколько вертикальных прорезей в верхней

части смесителя. Вторичный воздух поступает к корню факела через щели между шамотными кирпичами, уложенными на колосниковую решетку. Горение смеси происходит у прорезей, причем в коническом зазоре, образуемом между смесителем и стабилизатором, создается разрежение за счет обтекания последнего потоком вторичного воздуха. Небольшая часть газозвушной смеси попадает в зону разрежения и, сгорая там, образует стабилизирующее кольцо для основного факела. Выступающая часть стабилизатора предохраняет факел от сдувания его восходящим потоком вторичного воздуха. Диапазон устойчивой работы групповых горелок низкого давления 0,1–2,0, среднего давления – 3–60 кПа, номинальное давление соответственно 1,0 и 30 кПа.

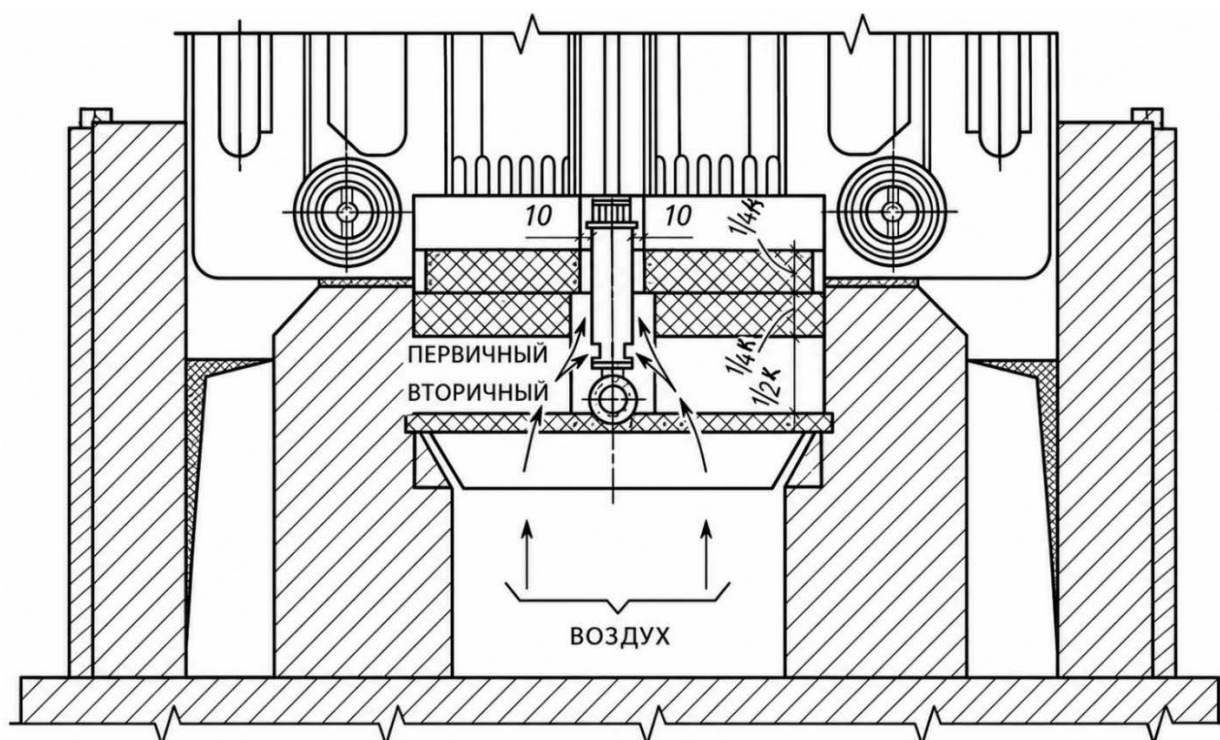


Рисунок 29. Установка групповой инжекционной горелки на чугунных секционных котлах:

- 1 – коллектор; 2 – автоматический запальник; 3 – колосниковая решетка;
4 – смеситель; 5 – щель; 6 – гнездо

Коллектор укладывают на колосниковую решетку, а вдоль него устанавливают 3 ряда кирпичей. Кирпичи верхнего ряда между смесителями у горелок среднего давления смыкают торцами вплотную, а у горелок низкого давления между ними оставляют зазор 10 мм. Под верхний ряд кирпичей укладывают лист асбеста.

Автоматизированный горелочный блок Л-1н (рис. 30) разработан для чугунных и стальных секционных котлов теплопроизводительностью до 1 МВт. Блок Л-1 позволяет повысить эффективность сжигания газа, снизить трудозатраты на его монтаж и обслуживание, повысить технический уровень эксплуатации газифицированных котельных и обеспечить диспетчеризацию их работы. Блок Л-1Н имеет три узла: огневой, газовый и воздушный. Огневой узел

включает в себя запальную и основную горелку, электрод контроля пламени и лючок для визуального наблюдения за пламенем в топке. Газовый узел содержит входной и продувочный клапаны большого и малого горения основной горелки, газовый клапан запальной горелки и штуцер для соединения с огневым узлом блока.

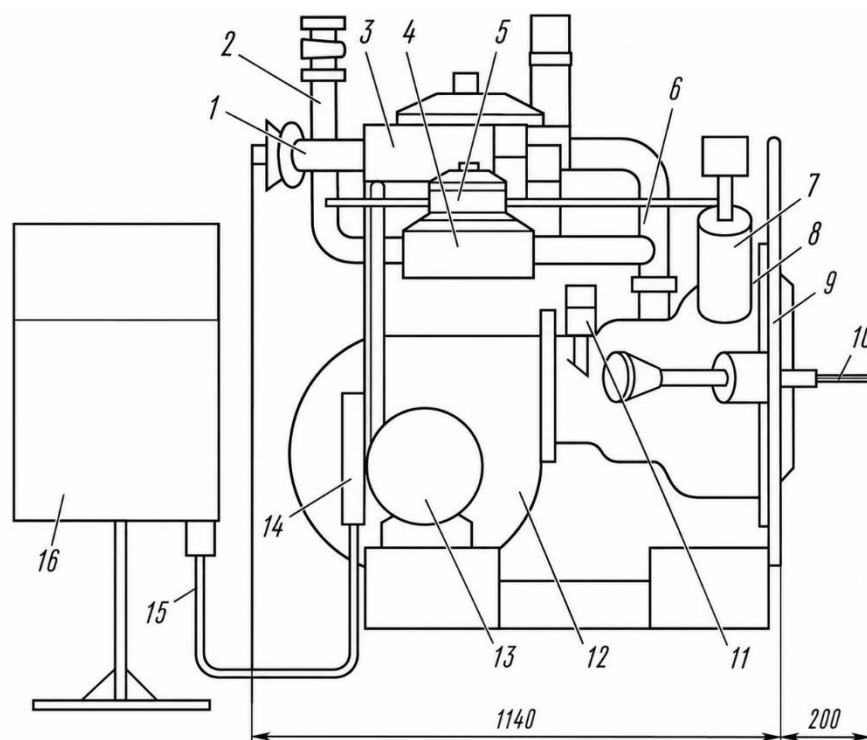


Рисунок 30. Автоматизированный газогорелочный блок Л-1Н с пультом управления:

- 1 – входной патрубок; 2 – продувочный патрубок; 3 – клапан большого горения; 4 – клапан малого горения; 5 – клапан запальной горелки; 6 – соединительный штуцер; 7 – запальная горелка; 8 – основная горелка; 9 – фронтальная плита; 10 – электрод контроля пламени; 11 – заслонка; 12 – вентилятор; 13 – электродвигатель; 14 – клеммная коробка; 15 – кабель, 16 – пульт управления

Воздушный узел состоит из регулирующей заслонки с электромагнитным приводом, центробежного вентилятора с электродвигателем и клеммной коробки, в которой сгруппированы электрокоммуникации датчиков контроля пламени основной и запальной горелок, исполнительных механизмов горелочного блока и датчиков основных параметров котла. Клеммная коробка соединена с пультом управления гибким кабелем со штепсельным разъемом. Блок Л-1н монтируют на фронтальной стенке котла с помощью фланцевого соединения. Пульт управления состоит из приборов автоматики регулирования и безопасности горелочного устройства и приборов, программирующих последовательность и продолжительность операций включения блока, системы контрольной и аварийной сигнализации и кнопки дистанционного включения в работу в автоматическом режиме. Пульт управления устанавливают на стойке у рабочего места оператора.

Автоматика регулирования обеспечивает изменение теплопроизводительности блока в зависимости от нагрузки. Она отключает подачу газа к горелке при погасании пламени горелки, прекращении питания электроэнергией, повышении давления или температуры воды в котле сверх допустимых значений.

Форсунки для сжигания жидкого топлива

Механические форсунки, работающие на дизельном топливе, пока еще не получили у нас столь широкого распространения, какое они имеют в зарубежной практике. Однако в последнее время вопросам сжигания легкого жидкого топлива, например, дизельного, в форсунках механического распыливания в отопительных котлах придается все большее значение. В ряде районов, где нет природного или сжиженного газа, сжигание легкого жидкого топлива для отопления является наиболее выгодным и технически легко осуществимым.

Механические форсунки выпускаются различной производительности: 4–50 кг/ч сжигаемого топлива при давлении распыла 500–5000 кПа. Тип форсунки выбирают по производительности и давлению распыла в зависимости от объема топки и теплопроизводительности котла. Механическая форсунка может быть использована также в качестве запального устройства в больших котельных агрегатах, отапливаемых тяжелыми сортами жидкого топлива (мазут). В этом случае значительно упрощается автоматизация сжигания тяжелого жидкого топлива.

Автоматическая форсунка АФ-65 является типичной механической форсункой, работающей на легком жидком топливе. Корпус форсунки закреплен на дверке фронтальной плиты котла. На корпусе смонтирован электродвигатель с удлиненным валом, который через эластичное соединение сообщается с топливным насосом и вентилятором, расположенными в корпусе. Следовательно, при вращении электродвигателя с той же частотой вращаются шестеренчатый насос и вентилятор, который подает в топку воздух, необходимый для горения топлива.

Количество подаваемого воздуха обычно регулируют вручную путем открытия или закрытия щелевых жалюзи, расположенных с всасывающей стороны центробежного вентилятора. Поступающее в топку распыленное топливо зажигается от искры на электродах зажигания, расположенных над распылителем. Искру для воспламенения топлива вырабатывает трансформатор зажигания, который на вторичной обмотке имеет напряжение 10 000 В. Контроль искры производится фотосопротивлением, располагаемым в корпусе форсунки. Форсунка имеет в топливном трубопроводе запорный электромагнитный клапан, который прекращает поступление топлива в топку котла в случае выхода из работы форсунки. Перед электромагнитным клапаном установлен топливный фильтр, предупреждающий загрязнение топливопровода, насоса и распылителя форсунки.

Работа форсунки АФ-65 автоматизирована. Автоматика смонтирована в отдельном щите управления, который укреплен на стене или непосредственно на отопительном агрегате вблизи форсунки. Система автоматики форсунки

обеспечивает выполнение следующих функций: а) автоматическое двухпозиционное регулирование температуры воды в котле, т. е. включение форсунки при снижении температуры воды ниже заданной и автоматическое прекращение сжигания топлива, если температура воды достигла верхнего заданного предела; б) выключение форсунки при аварии не более как через 10 с после погасания факела в топке, а также в случае засорения распылителя или по каким-либо другим причинам; в) сигнализацию о нарушениях в системах питания и защиты.

Механическая форсунка НИИ Сантехники имеет более простую, хотя и аналогичную рассмотренной, конструкцию (рис. 31), ее используют в чугунных секционных котлах. Топливо из расходного бака через фильтр самотеком поступает в шестеренчатый насос и из него под давлением до 1 МПа (10 кгс/см²) в перепускной клапан и электромагнитный клапан, установленный перед распылителем форсунки. В начальный период пуска форсунки электромагнитный клапан типа СК закрыт и топливо сливается через перепускной клапан обратно в расходный бак. В это время происходит вентилирование топки котла, чтобы избежать возможного образования взрывоопасной смеси паров топлива с воздухом. Вентилирование топки обеспечивается электромеханическим реле времени в течение 30–120 с.

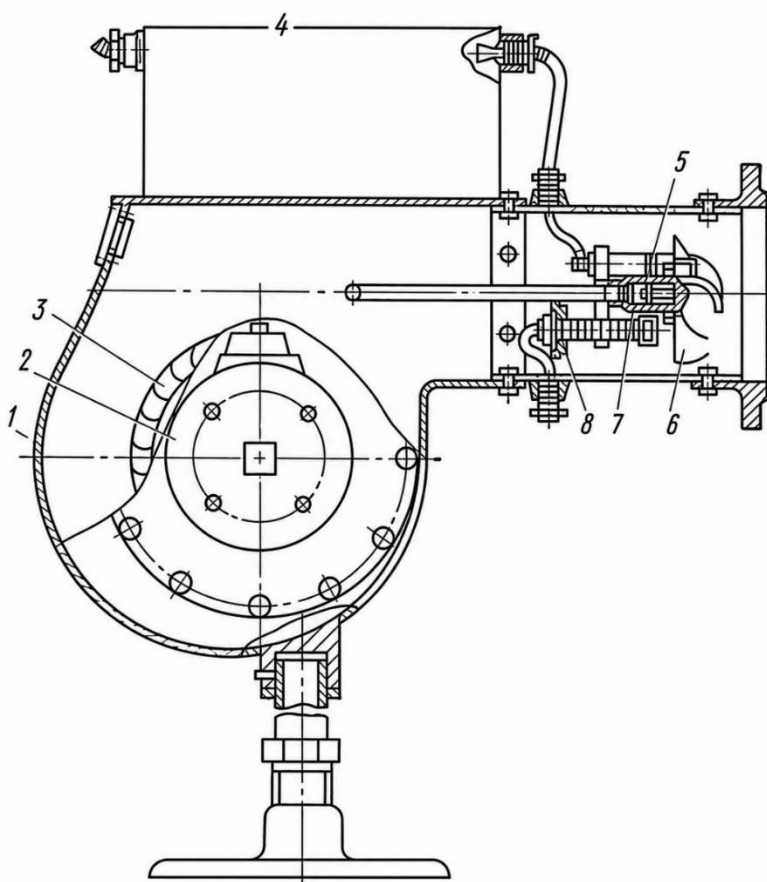


Рисунок 31. Механическая форсунка НИИ Сантехники:

- 1 – корпус; 2 – электродвигатель; 3 – вентилиатор; 4 – трансформатор зажигания;
5 – электроды зажигания; 6 – завихритель; 7 – распылитель топлива;
8 – фотодатчик

После окончания процесса вентилирования реле времени дает команду на открытие СК и топливо начинает поступать в распылитель форсунки. Одновременно подается напряжение на трансформатор зажигания ТРЗ, от которого высокое напряжение поступает на электроды зажигания и от возникшей на них искры топливо воспламеняется. Появившееся устойчивое пламя берется под контроль фотодатчика, после чего происходит отключение трансформатора зажигания и теплового реле механической защиты. Если по какой-либо причине топливо за установленный период времени (20–120 с) не загорится, то форсунка будет отключена тепловым реле времени РТ.

Если пламя неожиданно погаснет во время работы, то также произойдет отключение форсунки тепловым реле времени. Указанная выдержка времени необходима для того, чтобы исключить остановку форсунки вследствие случайного попадания в распылитель вместе с топливом небольшого количества воды, что нередко приводит к временному погасанию пламени. После отключения установки тепловым реле повторный ее пуск возможен только вручную при условии устранения неисправностей.

Так как механическая форсунка является неотъемлемой частью теплогенератора, например, котла, то она связана с ним, как и в первом варианте, посредством датчиков-реле температуры, двухпозиционного принципа действия. Для этого котел оборудуют одним рабочим датчиком-реле температуры, который обеспечивает выключение форсунки при достижении максимальной величины температуры и включается вновь при ее снижении на величину установленного на приборе дифференциала. Величину дифференциала прибора устанавливают исходя из объема воды в системе отопления и определяют требуемой равномерностью поддержания температуры в помещении, а также оптимальной частотой включения форсунки. Дифференциал рабочего датчика-реле температуры составляет 8–12°C.

Рядом с рабочим датчиком-реле температуры на трубопроводе горячей воды устанавливают второй датчик-реле температуры, на который возложены функции отключения при перегреве воды, если первый датчик-реле температуры по каким-либо причинам не сработал. В схему автоматики включена цепь управления двухпозиционным электрическим исполнительным механизмом ДЗД, который закрывает дроссельную заслонку дымохода при погасании факела, предупреждая резкое охлаждение котла за счет тяги.

Форсунки с воздушным распыливанием мазута в зависимости от давления воздуха могут быть низко- и высоконапорными. Они рассчитаны на использование мазута вязкостью 5–7° ВУ, что соответствует температуре мазута перед форсункой 93–85°C, для чего требуется специальный электроподогреватель с системой циркуляции топлива, фильтром и редуктором. Все это оборудование объединяется в отдельный топливный блок, который устанавливают в непосредственной близости от котла. Применение топливного блока при наличии типового мазутного хозяйства позволяет надежно стабилизировать давление мазута перед форсункой независимо от давления в общекотельной мазутной магистрали.

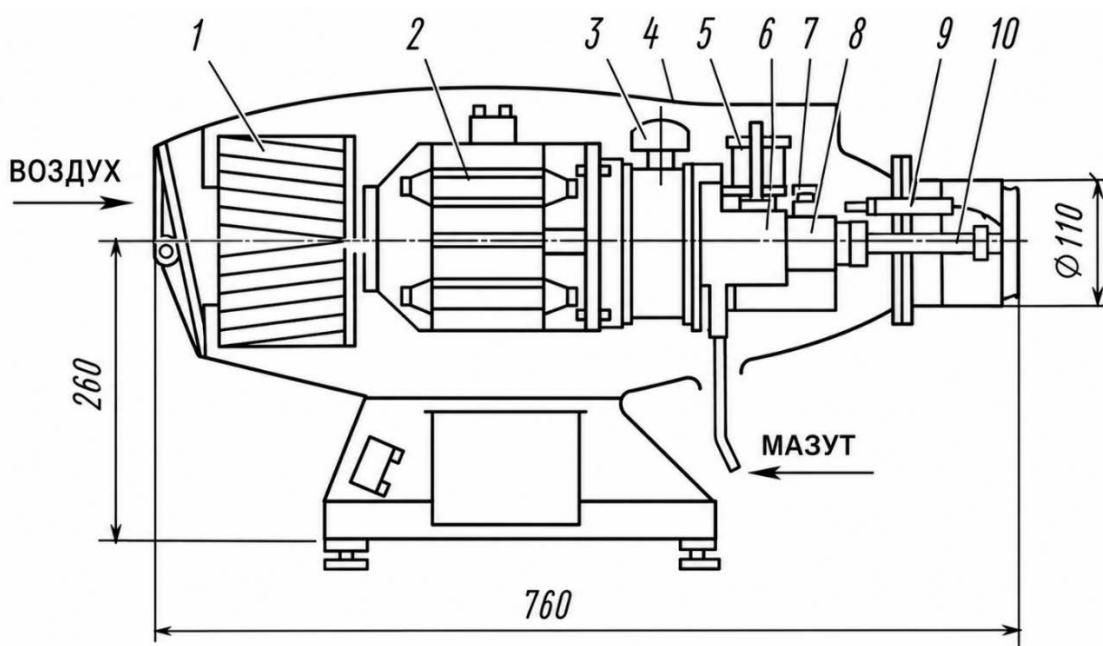


Рисунок 32. Мазутная форсунка МАФ-66:

- 1 – вентилятор; 2 – электродвигатель; 3 – воздушный фильтр; 4 – компрессор;
 5 – топливный электромагнитный клапан; 6 – топливный насос;
 7 – топливный регулировочный вентиль; 8 – распределитель; 9 – электроды
 зажигания; 10 – распылитель форсунки

Мазутная форсунка МАФ-66. Эта форсунка служит для нагрева индивидуальных отопительных котлов центрального теплоснабжения, различных производственных печей, бойлеров и пр. Форсунка работает на легких фракциях мазута с вязкостью 10° ВУ при температуре 80 °С. Следовательно, в этой форсунке можно сжигать такое топливо, как мазут флотский марок Ф5, Ф12, Ф20 и мазут М40. Работа форсунки (рис. 32) полностью автоматизирована. При включении электропитания происходит зажигание распыленного топлива от электрической искры высокого напряжения, т. е. так же, как и в форсунке АФ-65. Кроме автоматического зажигания топлива предусмотрено ручное управление работой форсунки. Форсунка МАФ-66 рассчитана на расход 6–30 кг топлива в 1 ч. Этот расход зависит от типа установленного распылителя (диаметр канала сопла), причем максимальная теплопроизводительность форсунки достигает 3,0 МВт. Расход топлива в этой форсунке может также плавно регулироваться вручную специальным вентилем, а первичный воздух – клапаном. В форсунке установлен электродвигатель типа АО-2-11-4 мощностью 0,6 кВт при частоте вращения ротора 1500 об/мин. Все приборы автоматического управления работой форсунки смонтированы на щите управления, расположенном на стене.

В отличие от форсунки АФ-65 форсунка МАФ-66 снабжена специальным бачком с электроподогревателем, в который топливо поступает от насоса через автомобильный пластинчатый фильтр. Испытания этой форсунки показали, что в начальный период (до воспламенения топлива) поступающая в распылитель смесь должна быть беднее мазутом, чем при нормальном горении. Это обеспечивает надежное воспламенение топливной смеси. Чтобы обеспечить

такой режим в период зажигания, автоматически открывается воздушный электромагнитный клапан. Когда наступит нормальное горение, клапан закрывается, и в топку из форсунки поступает обогащенная мазутом топливная смесь. В зависимости от марки мазута посредством вентиля регулируется в период зажигания количество подаваемого воздуха. К бачку подогревателя подключен компрессор форсунки. В бачке образуется разрежение, что и вызывает приток мазута к форсунке из бачка даже в том случае, когда бачок расположен ниже форсунки.

Ввиду того, что форсунка МАФ-66 предназначена для сжигания легких сортов мазута, в системе автоматики предусмотрено устройство, позволяющее при запуске форсунки автоматически создавать топливную смесь требуемого для сгорания состава, благодаря чему она легче зажигается от искры высокого напряжения. После воспламенения топливной смеси автоматически осуществляется ее обогащение мазутом. Вместе с тем автоматика обеспечивает повторное зажигание топливной смеси при случайном погасании пламени. Если же после повторного зажигания воспламенения топлива не произошло, то по истечении 16 с работы трансформатор зажигания выключается, и на щите управления загорается сигнальная лампа. Дальнейший пуск форсунки в работу может быть произведен только обслуживающим персоналом после устранения причин, вызвавших остановку. Рабочий режим форсунки восстанавливается переводом рукоятки переключателя из положения «выключено» в положение «автомат».

Если форсунка используется для нагрева воды в отопительных котлах центрального отопления, то контроль температуры воды производится с помощью комбинированного термореле типа КР-2. При управлении работой форсунки по температуре воздуха отапливаемого помещения в качестве датчика температуры обычно используют прибор ДТКМ-38. Регуляторы температуры (как по воде, так и по воздуху) обеспечивают двухпозиционный режим регулирования (включено-выключено).

При использовании форсунки в промышленных печах температуру регулируют обычно с помощью потенциометра программного управления типа ПРП-5212. При этом форсунка работает по заданной температурной программе и с отбором командного импульса посредством термопары, установленной в печи. Запись температуры в печи осуществляется на круговой или ленточной диаграмме отдельным прибором. Для контроля пламени используется Фотоспротивление ФСК-1, которое заблокировано с форсункой таким образом, что в случае короткого замыкания форсунка в работу не включится.

Если форсунка используется в паровых котлах, то включение и выключение ее осуществляются по импульсу от реле давления на те же контакты, к которым подключается комбинированное термореле КР-2. Во избежание перелива некоторого количества топлива из форсунки в топку при ее погасании на топливопроводе устанавливается запорный электромагнитный клапан, подключенный к клеммам электродвигателя, который перекрывает подачу топлива в топливный насос при выключении форсунки.

Фирма «Ойлон» (Финляндия, г. Лахти) выпускает энергоэкономичные газовые горелки, работающие на жидком топливе, и комбинированные горелки. Горелки Ойлон серии М с принудительной подачей воздуха и бесступенчатым регулированием режима работы выпускаются расчетной тепловой мощностью от 0,3 до 5,9 МВт семи типоразмеров: 106 М тепловой мощностью 310–1880 кВт; 201 М тепловой мощностью 410–1980 кВт; 200 М тепловой мощностью 620–2850 кВт; 300 М тепловой мощностью 830–3700 кВт; 400 М/7,5 тепловой мощностью 1150–360 кВт; 400 М/11 тепловой мощностью 1150–4100 кВт; 500 М тепловой мощностью 1650–5900 кВт. Горелки предназначены для работы только на одном виде топлива, мазуте или газообразном топливе, выпускаются также комбинированные горелки. Горелки Ойлон серии М оснащены автоматикой зажигания, режима горения и безопасности эксплуатации, но возможно ручное регулирование тепловой мощности. Вентилятор для подачи воздуха, необходимого для горения, размещен на корпусе горелки. Горелки Ойлон используются в водогрейных и паровых котлах.

Фирма «Ойлон» выпускает также газовые и комбинированные горелки Ойлон серии РР с принудительной подачей воздуха и трехступенчатым регулированием режима работы, пятнадцати типоразмеров, тепловой мощностью от 10 до 3800 кВт. Горелки оснащены искровым запальником, что исключает несчастные случаи при розжиге котлов. Работа горелок осуществляется в полностью автоматическом режиме, так как кроме автоматики зажигания, они оснащены также автоматикой режима горения и безопасности. Система автоматического обнаружения утечек газа входит в дополнительный комплект поставки.

Мазутные форсунки Ойлон серии РР выпускаются семи типоразмеров, тепловой мощностью 3700 кВт. Распыление мазута осуществляется под давлением мощностью от 200 до 37000 кВт. Распыление мазута осуществляется под давлением 2,5 МПа, которое обеспечивается с помощью насоса форсунки. Перед распылением мазут подогревается электрическим подогревателем с высокой точностью регулировки до такой температуры, при которой его вязкость составляет 17 мм³/с. Работа форсунок осуществляется в полностью автоматическом режиме. Форсунки оснащены искровым запальником и регулирующим подачу мазута из сопла форсунки магнитным клапаном, работающим под давлением мазута. При включении форсунки горячий мазут предварительно промывает магнитный клапан сопла форсунки и одновременно – трубопровод подачи мазута. Этим гарантируется надежное зажигание.

Протекание мазута через насос форсунки можно осуществить и во время простоев, в результате чего форсунка пускается в ход безупречно даже после длительного простоя. Зажигание с помощью искрового запальника исключает несчастные случаи при розжиге котлов. Воздух, необходимый для горения, подается вентилятором, размещенным на корпусе форсунки. Вентилятор создает достаточно высокое и равномерное давление воздуха, за счет чего обеспечивается надежное сгорание мазута даже в топках с противодавлением.

Фирма «Ойлон» выпускает также мазутные форсунки Ойлон серии КР 13 типоразмеров, тепловой мощностью от 34 до 3800 кВт. Топливо – легкий мазут,

поэтому давление распыления 0,8–1,5 МПа в этих форсунках ниже, чем в форсунках серии RP. Работа форсунок серии КР – также в полностью автоматическом режиме. Форсунки оснащены искровым запальником, магнитным клапаном сопла, вентилятором подачи воздуха. Форсунки серии КР, так же, как и серии RP, могут эффективно использоваться в топках с противодавлением. По данным фирмы «Ойлон» во многих типах котлов применение форсунок Ойлон серии КР обеспечивает полное сгорание мазута, так как конструкция головки форсунки является результатом длительных испытаний и совершенствования.

Форсунки Ойлон обеих серий могут работать в режимах бесступенчатого, трехступенчатого, двухступенчатого и периодического регулирования тепловой мощности в зависимости от необходимой тепловой нагрузки и числа сопел в головке форсунки. Форсунки обеих серий оснащены одним, двумя или тремя отдельно управляемыми соплами.

Системы автоматизации паровых котлоагрегатов

В состав системы автоматизации котлоагрегатов входят устройства автоматического регулирования, технологической защиты и блокировки, обеспечивающие нормальный режим работы (материальный и энергетический баланс) независимо от нагрузки, и устройства дистанционного управления вспомогательными механизмами, а также розжигом котла. Технологическая защита (автоматика безопасности) предотвращает возникновение аварийных режимов котлоагрегата и вспомогательного оборудования. С помощью предохранительных устройств осуществляется своевременная отсечка подачи топлива (газа, мазута) к котлу, а с помощью приборов теплотехнического контроля ведется непрерывное наблюдение за состоянием технологических параметров работы котлоагрегата.

Технологические блокировки обеспечивают заданную последовательность операций управления режимом работы котлоагрегатов, исключая возможность неправильных действий со стороны обслуживающего персонала и взаимодействуя с технологической защитой. Звуковая и световая сигнализация информирует персонал о состоянии оборудования, предупреждает о возникновении аварийной ситуации. Объем автоматизации крупных паровых и водогрейных котлоагрегатов зависит от вида котлоагрегата, вида топлива и топливосжигающего устройства, схемы котельной.

Автоматизация парогенераторов. Основной задачей автоматического регулирования работы паровых котлов является обеспечение требуемой нагрузки, т.е. расхода пара в количестве, достаточном для технологических нужд потребителей. Изменение нагрузки котла вызывает необходимость изменения подачи топлива к горелочным устройствам. Изменение давления пара при постоянном его отборе определяется уравнением теплового баланса

$$\Delta p = k(BQ_H^p \eta_k - D\Delta i),$$

где Δp – изменение давления; k – коэффициент теплопередачи; B – расход топлива; Q – теплота сгорания топлива; η_k – КПД котла; D – расход пара; Δi – изменение удельной энтальпии пара в котле относительно энтальпии питательной воды.

Таким образом, импульс по давлению пара определяет теплопроизводительность котла и используется для изменения подачи топлива. В зависимости от изменения подачи топлива в топку следует регулировать расход необходимого для горения воздуха так, чтобы сохранялось постоянство соотношения «топливо–воздух» с заданным коэффициентом избытка воздуха. Это соотношение можно регулировать по двум схемам: изменять расход топлива, соответственно меняя расход воздуха, и наоборот. Более экономичным способом, как показывает опыт, является последний. Он применяется в смесительных газогорелочных устройствах. При сжигании газа в инжекционных горелках используют первый способ.

Материальный баланс котлоагрегата «топливо + воздух = дымовые газы» обеспечивается поддержанием соответствующего разрежения в топке, которое регулируется изменением направляющего аппарата дымососа или частоты вращения его электродвигателя. Иногда применяют схему наддува котлоагрегата (принудительной тяги), при которой дымовые газы проталкиваются сквозь газоходы котла. Таким образом, в автоматику регулирования нагрузки входят три основных регулятора: топлива, воздуха (соотношения) и тяги или избыточного давления. При параллельной работе группы котлов на общую магистраль заданное давление в ней поддерживает главный регулятор, называемый также ведущим (т.е. управляющим нагрузкой всех котлов).

Изменение нагрузки котла вызывает необходимость в регулировании величин, от которых зависит технологический процесс получения пара (насыщенного или перегретого). К числу таких величин относится уровень воды в барабане. Последний служит также главным параметром, определяющим безопасность и надежность работы самого агрегата и связанных с ним установок. Изменение уровня происходит вследствие увеличения или уменьшения расхода пара и изменения его давления. Уровень должен поддерживаться в пределах допустимых значений. Перепитка и упуск воды приводят к аварийным ситуациям забросу воды в пароперегреватель или экономайзер или к обнажению и перегосу экранных труб.

Уровень воды регулируют специальным регулятором (РУ), команда которого передается на исполнительный механизм (ИМ) регулирующего клапана (РК). При снижении уровня РК открывается, при увеличении – закрывается. При этом учитываются свойства объекта: отсутствие самовыравнивания и емкостное запаздывание, вызывающие явление «набухания», т.е. образования в барабане котла смеси пара и воды (эмульсии). Далее рассмотрены различные виды регуляторов (РУ).

Автоматическое регулирование перегрева пара производится из условий надежности совместной работы котла и потребителя по одному из способов: паровому, газовому и парогазовому. Чаще используется паровой способ, когда в поверхностном пароохладителе пар охлаждается питательной водой. Газовый

способ основан на изменении теплоотдачи пароперегревателя перепуском дымовых газов около его поверхности нагрева. Парогазовый способ основан на комбинации указанных. Упрощенная схема автоматизации парогенератора (газозапитанного котла) с указанием основных блоков регулирования показана на рисунке 33.

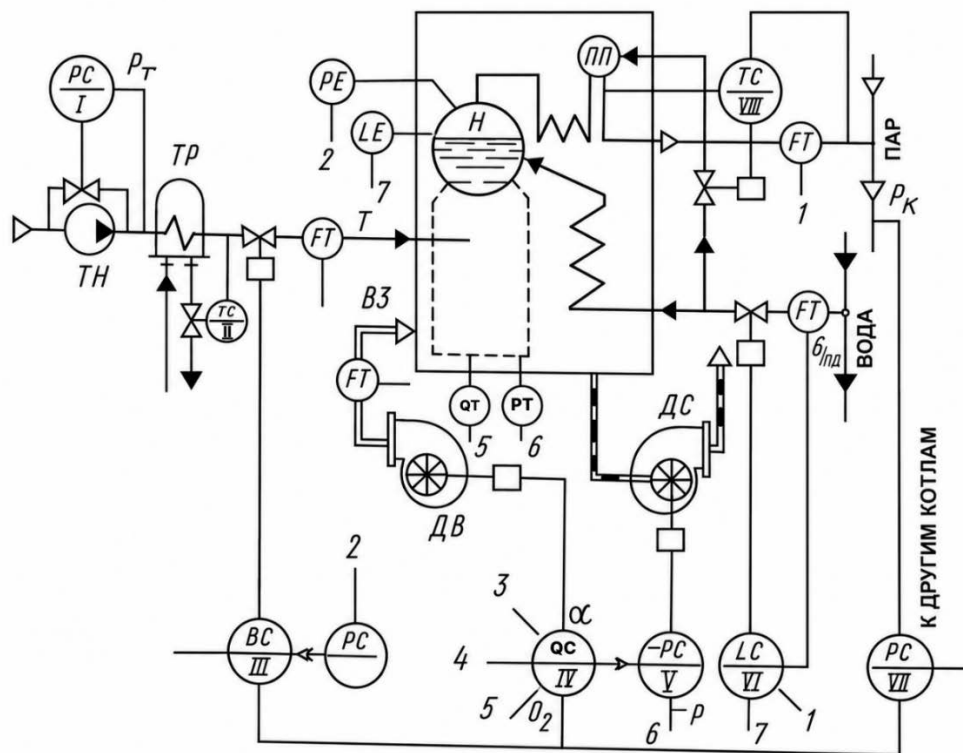


Рисунок 33. Схема автоматизации парогенератора (газозапитанного котла)

Ведущий регулятор VII по импульсу P_K давления пара в общекотельном коллекторе передает команду регулятору тепловой мощности III, изменяющему подачу топлива. Одновременно регулятор топлива получает информацию о расходе пара от датчика FT (1) и от дифференциатора PC сведения о давлении в самом котле, которое может быть отличным от P_K . Регулятор воздуха IV получает сигнал от ведущего регулятора вместе с сигналами FT (3) по расходу воздуха ВЗ, топлива T и по содержанию кислорода O_2 в дымовых газах. При изменении режима регулятор приводит в действие направляющий аппарат дутьевого вентилятора ДВ. Регулятор питания VI изменяет подачу питательной воды в зависимости от ее расхода $G_{ПВ}$ расхода пара D и уровня в барабане H.

Регулятор тяги V увеличивает подачу дымососа ДС воздействием на его направляющий аппарат при изменении разрежения (-p) и синхронизирующего импульса от регулятора воздуха. Регулятор перегрева пара VIII изменяет температуру пара впрыском питательной воды в пароперегреватель ПП. Регуляторы давления топлива I и его температуры II управляют клапаном топливного насоса ТН и подачей теплоносителя в топливоподогреватель ТП, обеспечивая параметры топлива, необходимые для нормальной работы топливосжигающих устройств.

Безаварийная работа котельного агрегата обеспечивается приборами автоматики безопасности. С помощью этой автоматики газ, подаваемый к основным горелкам, выключается в следующих случаях: а) при падении давления газа ниже допустимых пределов (т.е. ниже 300 Па); б) при остановке дутьевого вентилятора; в) при повышении давления пара в барабане котельного агрегата выше допустимого; г) при понижении разрежения в топке до нуля; д) при повышении или снижении уровня в барабане котлоагрегата соответственно до верхнего или нижнего предельного положения; е) при погасании дежурной горелки; ж) при обрыве электрической цепи автоматики безопасности. Одновременно с автоматическим выключением газа при аварийных состояниях подается звуковой сигнал и на щите управления загорается световое табло с указанием причины выключения.

Система автоматического регулирования «Кристалл». Типовые схемы автоматического регулирования котлов типа ДКВР, ДЕ предусматривают применение распространенной схемы, построенной на базе регуляторов системы «Кристалл» (рис. 34). Система представляет собой комплект датчиков, усилителей, преобразователей и исполнительных механизмов, которые в различных сочетаниях позволяют формировать регуляторы разной структуры: с постоянной скоростью исполнительного механизма (астатические), с жесткой обратной связью (статические или пропорциональные) и с упругой обратной связью (изодромные). Исполнительными механизмами служат гидравлические поршневые приводы ГИМ, работающие на водопроводной воде, а также электрические сервомоторы.

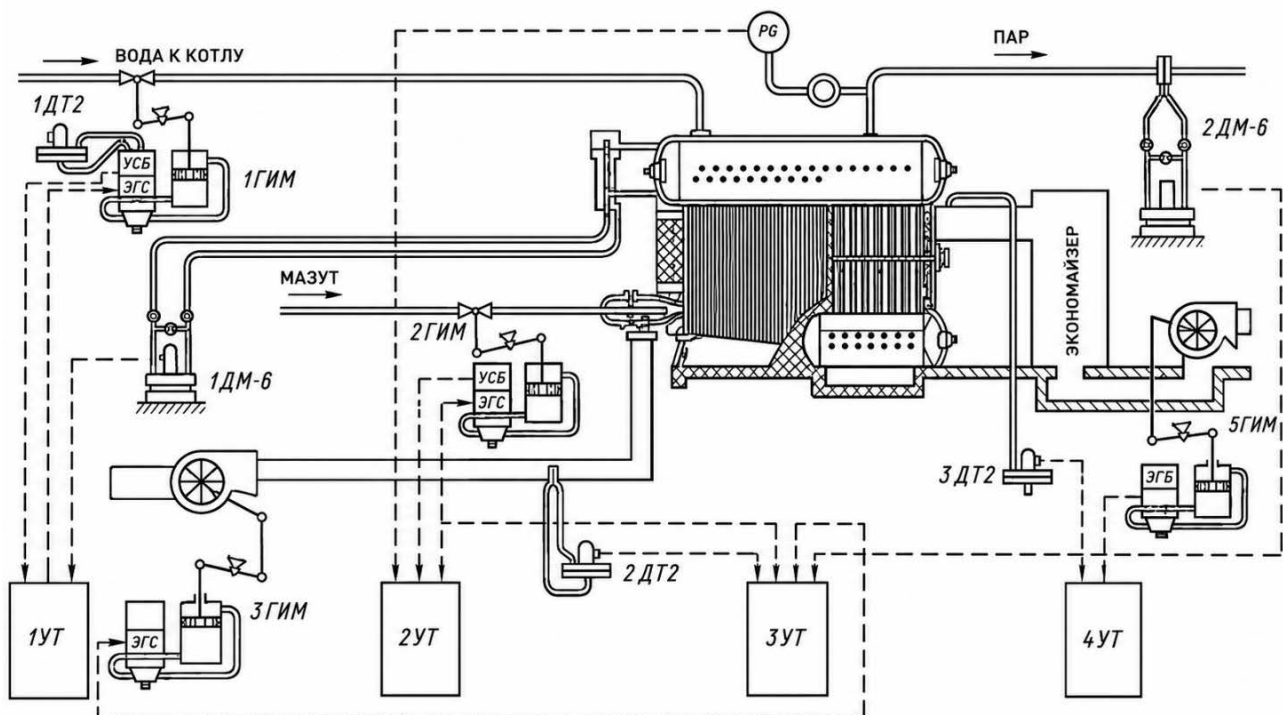


Рисунок 34. Функциональная схема автоматического регулирования котла ДКВР на базе регуляторов системы «Кристалл»

В качестве первичных приборов применяются: дистанционные электрические манометры МЭД для контроля давления пара на выходе из котла; дифференциальные тягомеры ДТ-2, с помощью которых контролируется разрежение топке; дроссельные расходомеры, контролирующие соотношение расходов (перепада давления) газа воздуха; дифференциальные манометры ДМ для контроля уровня воды в барабане; термометры сопротивления и иные термопреобразователи для контроля температуры воды.

Регулирование подачи топлива осуществляется регулятором давления пара в барабане котла, воздействующим на изменение подачи топлива. Регулятор нагрузки статический или изодромный. В первом случае применение жесткой обратной связи обеспечивает поддержание значения регулируемой величины с отклонением от заданного до 4–6 %. При более высоких требованиях к точности регулирования применяют регулятор с гибкой обратной связью. Изменение давления в барабане котла, воспринимаемое МЭД, преобразуется в сигнал рассогласования в виде напряжения переменного тока, который поступает в усилитель 2УТ. Последний включает в зависимости от знака отклонения давления соответствующее реле исполнительного механизма 2ГИМ (ГИМ 2Д, ГИМ-2ДИ), который перемещает регулирующий орган подачи топлива – мазутный клапан или газовую заслонку. Одновременно формируется сигнал обратной связи, который снимается с датчика обратной связи УОС исполнительного механизма и вводится в усилитель 2УТ, где суммируется с основным сигналом рассогласования.

Регулирование подачи воздуха обеспечивает оптимальное соотношение между подаваемыми в топку топливом и воздухом (оптимальный избыток воздуха), чем достигается максимальная экономичность (КПД) сжигания топлива на всех режимах работы котла. Импульс по перепаду давления газа, поступающий от расходомера, и импульс по перепаду давления воздуха, который пропорционален расходу воздуха, поступает в регулятор «топливо–воздух», воздействующий на направляющий аппарат дутьевого вентилятора.

В котлах ДКВР, ДЕ применяют более простую схему с использованием импульса по давлению газа (мазута) перед горелками. В этом случае на вход усилителя регулятора воздуха поступают сигналы от дифференциального тягомера и от датчиков – дифманометров, измеряющих расход пара и газа (мазута). При этом в регуляторе давления пара должен быть применен исполнительный механизм ТИМ-Д2И, имеющий одно устройство жесткой обратной связи. Такая схема допустима для котлов, работающих с устойчивым разрежением. В схеме, показанной на рисунке 34, использован принцип регулятора «пар воздух», эта схема удобна для котлов, работающих с частой сменой вида топлива (газ или мазут), так как исключает необходимость настройки регулятора при переключении на иной вид топлива. Импульс по расходу пара от дифманометра 2ДМ-6 поступает на усилитель 3УТ. Сюда же поступает импульс по расходу воздуха от дифтягомера 2ДТ2. В регуляторе (усилителе 3УТ) электрические сигналы от обоих приборов суммируются; при оптимальном соотношении параметров алгебраическая сумма сигналов равна нулю.

В случае рассогласования результирующий сигнал усиливается и различается по направлению, что приводит к срабатыванию соответствующего ИМ связанного с регулирующим органом РО расхода воздуха. Регулирование заканчивается установлением оптимального соотношения расхода воздуха с расходом пара. В устройстве обратной связи используется импульс от датчика перемещения ИМ регулятора топлива (ДП).

Регулирование тяги обеспечивается автоматическим поддержанием разрежения в топке котла в пределах от -20 до -30 Па. Импульс на регулятор разрежения поступает от дифтягомера ЗДТ2, расположенного в верхней части топочной камеры. Усилитель 4УТ регулятора управляет 4ГИМ тяги, воздействующим на направляющий аппарат дымососа. Регулирование питания осуществляется автоматическим поддержанием уровня воды в заданных пределах с помощью дифманометра 1ДМ-6, используемого в качестве гидростатического уровнемера (рис. 35).

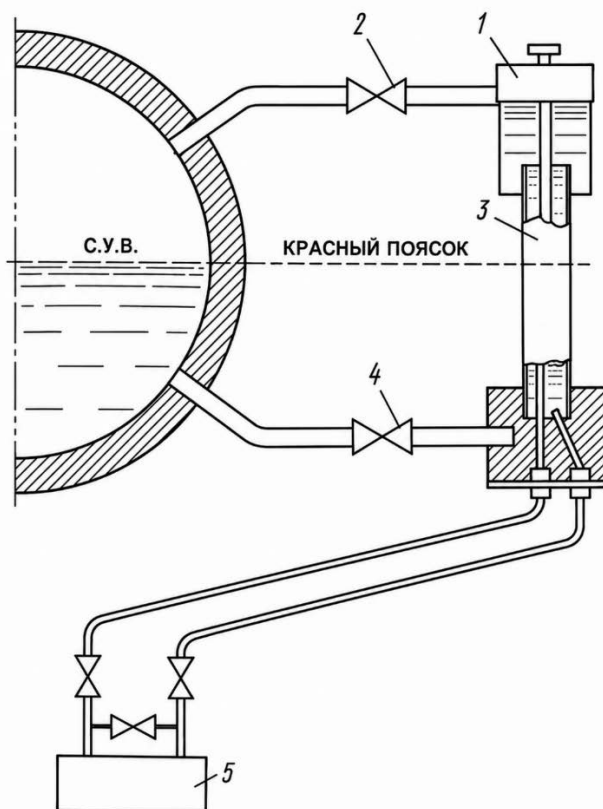


Рисунок 35. Схема датчика уровнемера с мембранным дифманометром

Датчик уровнемер с мембранным дифманометром подключается к барабану котла при помощи уравнительного сосуда. Камера постоянного уровня (1) соединяется с паровым пространством барабана котла. Камера переменного уровня (3) расположена внутри сосуда постоянного уровня, что исключает влияние изменения температуры воды в камерах на показания прибора. Уровень воды в барабане котла и камере переменного уровня изменяется одновременно, так как они являются сообщающимися сосудадами. Уровень воды в камере постоянного уровня поддерживается конденсирующимся паром, а излишек конденсата сливается через камеру (1) непосредственно в барабан котла.

Уравнительный сосуд устанавливается таким образом, чтобы красный поясok находился на высоте нормального уровня. Вентили (2) и (4) располагают горизонтально. Сосуд постоянного уровня соединяют с камерой «плюс» дифманометра (5), сосуд переменного уровня – с камерой «минус». Описанный регулятор уровня является одноимпульсным регулятором. Регулирующим органом служит клапан P_K на питательном трубопроводе, который управляется исполнительным механизмом 1ГИМ. Одноимпульсные регуляторы уровня применяются в паровых котлах типа ДКВР, ДЕ, у которых «набухание» котловой воды не сказывается на поведении уровня. Обратную связь у регуляторов системы «Кристалл» можно выполнить либо по положению регулирующего органа (P_K), либо по расходу питательной воды.

Чаще применяют двухимпульсные регуляторы, работающие с опережением, так как импульс по расходу пара воздействует на P_K еще до того, как это изменение расхода пара вызовет отклонение уровня в барабане котла. Для этого импульсы по уровню воды и расходу пара должны быть уравнивающими друг друга во всем диапазоне изменения нагрузки котла.

Регулирующие приборы автоматики Р-25

Системы автоматического контроля и регулирования, выполненные на основе приборов Р-25, применяют главным образом в отопительных и отопительно-производственных котельных, оборудованных котлами типа ДКВР, переведенными на водогрейный режим работы. Заданный нагрев воды от 70 до 110 °С обеспечивается по принятой тепловой схеме работы котлоагрегата с расходом воды в котле ДКВР-6,5 до 100–120 т/ч. Давление сетевой воды перед котлом равно 800–1000 кПа (8–10 кгс/см³). При данном режиме работы котла отпадает необходимость в каких-либо дополнительных затратах на установку бойлеров.

Существующую систему автоматизации парового котла ДКВР требуется видоизменить и частично реконструировать, выполнив следующие мероприятия: демонтировать регулятор уровня в барабане котла; перевести регулятор расхода топлива на работу по изменению нагрузки котлоагрегата в зависимости от температуры наружного воздуха (по отопительному графику); установить защиту котлоагрегата от превышения температуры воды на выходе в теплосеть по сравнению с допустимым расчетным значением и от занижения минимально допустимого расхода теплоносителя.

Автоматизация процесса горения с помощью регуляторов Р-25-1, Р-25-2, предусматривает применение бесшкальных датчиков и электрических исполнительных механизмов типа МЭО-25/ 63. При этом в автоматику горения включают три основных регулятора: расхода топлива (нагрузки), воздуха (соотношения) и тяги. В роли основного регулятора выступает регулятор воздуха, получающий сигналы по давлению газа в подающем газопроводе от дифманометра типа ДМ-3583М. Обратной связью служит импульс по давлению воздуха за дутьевым вентилятором, поступающий от дифманометра ДТ-2.

Регулятор температуры для реконструированных котлоагрегатов, работающих в водогрейном режиме, воздействует на газовую заслонку газопровода к котлу. Он сравнивает температуру наружного воздуха и температуру теплоносителя и по их соотношению ведет заданный оптимальный режим тепловых нагрузок. Система регулирования устойчиво работает при изменении температуры окружающей среды от 5 до 50 °С и значениях относительной влажности воздуха от 30 до 80 %. Напряжение питания регуляторов 220 В при частоте 50 Гц. Функциональная схема приборов управления и регулирования системы Р-25 показана на рисунке 36, а соответствующая схема автоматического контроля горения, параметров теплоносителя и защиты котлоагрегата – на рисунке 37.

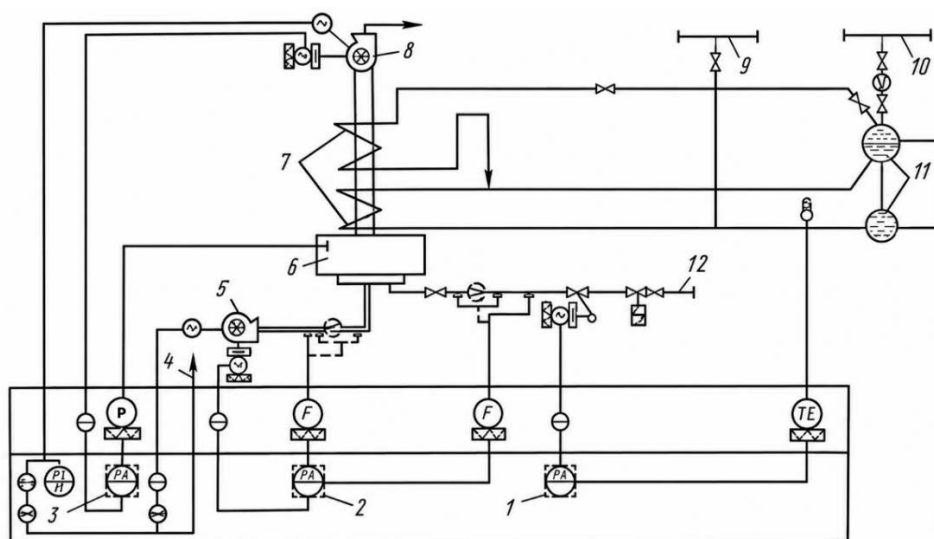


Рисунок 36. Функциональная схема приборов управления и регулирования системы Р-25:

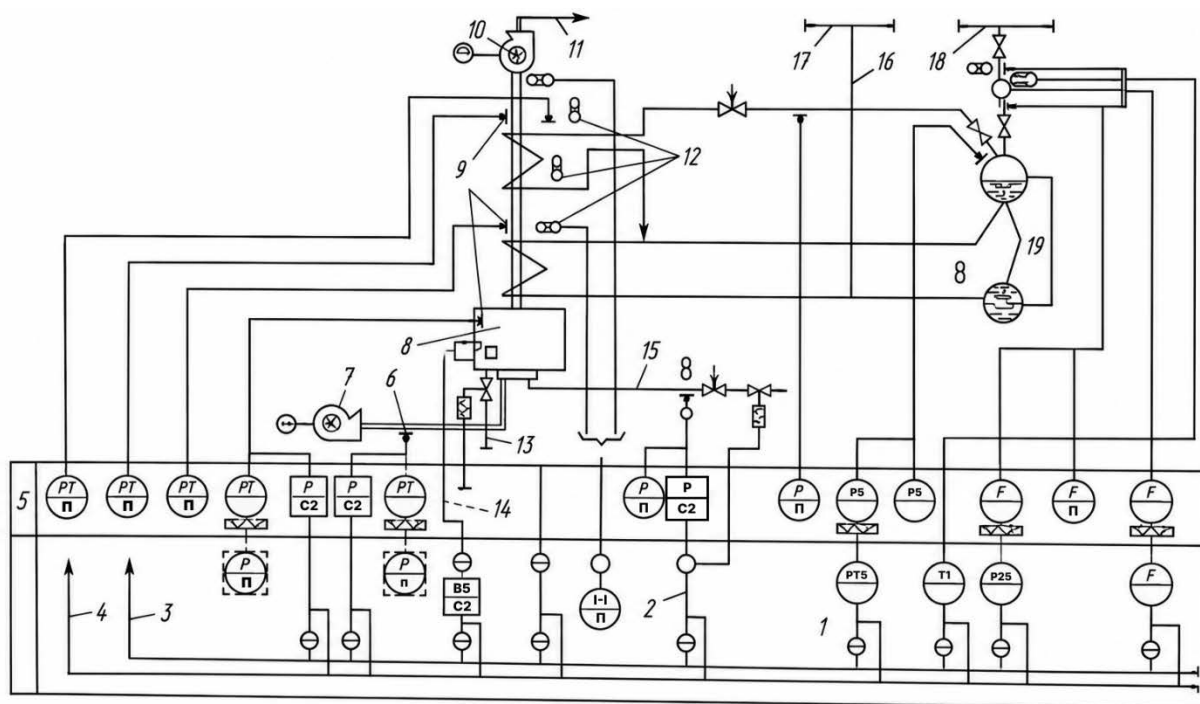


Рисунок 37. Функциональная схема автоматического контроля котла типа ДКВР, работающего в водогрейном режиме, на основе приборов автоматики Р-25:
 1 – панель регистраторов; 2 – давление газа; 3 – к схеме сигнализации (рис. 38);
 4 – к схеме защиты котла (рис. 38); 5 – приборы регистраторы; 6 – датчик давления воздуха; 7 – дутьевой вентилятор; 8 – топка; 9 – датчики разрежения в топке и за котлом; 10 – дымосос; 11 – газоход; 12 – датчики температуры; 13 – подача газа к запальнику; 14 – контроль факела; 15 – подача газа на горелки; 16, 17 – трубопровод и коллектор обратной сетевой воды; 18 – трубопровод прямой сетевой воды; 19 – барабаны котла

Органы настройки и контроля аппаратуры размещены на панелях трех субблоков – Р011, Р012 и Р013. В первом из них – регулирующем – имеются: переключатель режима работы приборов типа ПИ – пропорционально-интегральный, трехпозиционный; светодиоды, предназначенные для индикации направления действия регулирующего прибора в сторону увеличения или уменьшения регулируемого параметра; потенциометры «ЗОНА» (изменение зоны нечувствительности приборов), «ИМПУЛЬС» (изменение длительности включения), «ДЕМПФЕР» изменение постоянной времени демпфирования), КП-63 (изменение коэффициента пропорциональности) прибора. Кроме этого, на торцевой панели субблока Р011 имеются специальные гнезда для контроля сигнала отклонения («Е»), сигнала обратной связи («ОС») и общей точки («ОТ») субблока.

Измерительные субблоки Р012 и Р013 предназначены для суммирования сигналов датчиков, сравнения их с заданием и выработки сигнала рассогласования. На субблоке Р012 размещены: потенциометр «КОРРЕКТОР», используемый как внутренний широкодиапазонный задатчик; указатель «ОТКЛОНЕНИЕ», определяющий отклонение параметра от заданного значения

(Р-25.2); потенциометр «ИП» для подстройки верхнего предела шкалы индикатора положения исполнительного механизма и два или три потенциометра для изменения масштабного коэффициента передачи по каждому из каналов.

На панели субблока Р013 находятся: задатчик, состоящий из трех кнопок дискретного изменения величин и потенциометра плавного изменения задания; указатель «ОТКЛОНЕНИЕ»; потенциометры «ИМ» и «КОРРЕКТОР НУЛЯ» для подстройки прибора при смене градуировки термопреобразователя (термопары); потенциометры «ИП» и «К» – изменения масштабного коэффициента передачи по каналу сигналов. Основу элементной базы субблоков составляют интегральные микросхемы. По габаритным и присоединительным размерам все субблоки одинаковы и конструктивно выполнены как подвижной защищенный узел унифицированных типовых конструктивов (УТК). Размеры субблоков составляют 160х160х40 мм.

Комплексы приборов Р-25 в шкафном исполнении входят в систему автоматического регулирования технологических процессов «КОНТУР», заменившую в производстве систему автоматики «Кристалл». Эти комплексы образуют в соответствии с проектом автоматизации стандартные вставные блочные каркасы, которые, в свою очередь, установлены в унифицированные шкафы. Вместе с субблоками в шкафах установлены вспомогательные устройства управления: задатчики, органы выбора рода работы и дистанционного управления, индикаторы положения исполнительных механизмов.

Автоматика безопасности работы котлоагрегата при использовании регулирующих приборов Р-25 обеспечивает его защиту при отклонении значений контролируемых параметров работы от заданных предельных величин и конструктивно реализована в щите автоматизации типа ЩДЕ. Щит предназначен для автоматизации котлов серии ДЕ, работающих на газообразном или жидком топливе. Оборудование, размещенное в ЩДЕ, позволяет осуществить: а) дистанционный розжиг запальника; б) полуавтоматический розжиг котлоагрегата; в) дистанционный контроль за состоянием параметров в растопочном и технологическом режимах; г) автоматическую отсечку подачи топлива к котлу; д) аварийный останов котла, светозвуковую сигнализацию и запоминание первопричины отсечки подачи топлива к котлу при нарушениях нормальных значений параметров: понижения давления газа, мазута и воздуха; падения разрежения в топке; выхода за пределы допустимого уровня воды в барабане; погасания факела горелок; неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения.

Принципиальная схема защиты (рис. 38) совмещает режим розжига запальника и горелок с контролем параметров работы котла. После осуществления ручных предпусковых операций заполнения котла водой, продувки газопровода, включения дымососа, дутьевого вентилятора (давление воздуха должно быть равно или меньше 50 % максимального) и других мероприятий контролируемые параметры достигают значений «норма», все сигнальные табло погашены. Розжиг запальника производится кнопкой дистанционного управления SB1, а наличие факела запальника фиксируется

реле KV2 и сигнальным табло на панели щита. В случае технологической необходимости факел запальника может быть погашен кнопкой SB2. Ключ SA2 устанавливается в положение «розжиг», при этом производится автоматический взвод отсекающего топлива и удержание его электромагнитом. К этому же моменту реле KV9–KV12, KV15 находятся под напряжением и на электромагнит отсекающего топлива подано питание. Затем возможно открытие ручного крана на газопроводе к котлу.

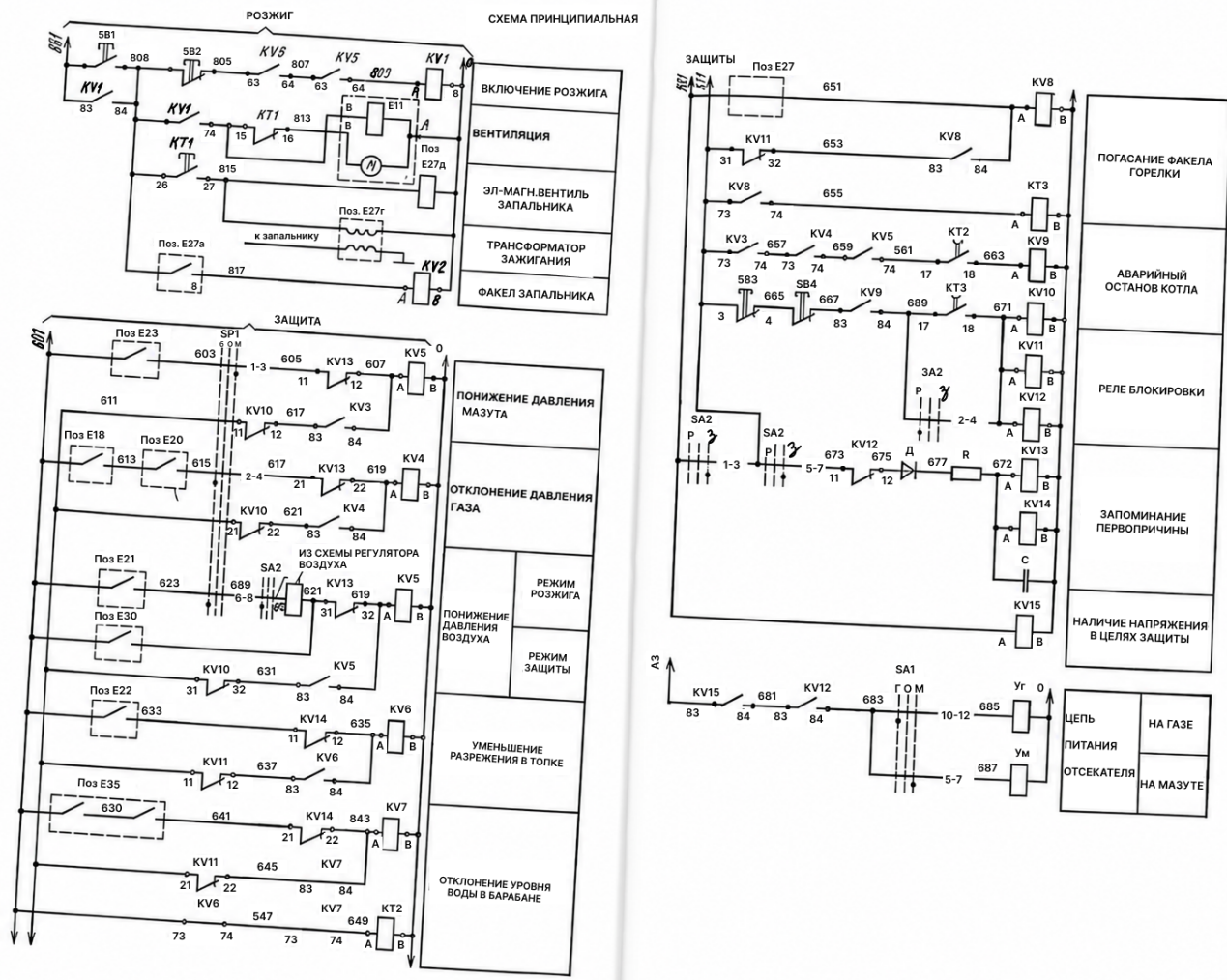


Рисунок 38. Электрическая схема щита автоматизация типа ЩДЕ

Запоминание первопричины отсечки топлива осуществляется следующим образом: при нормальной работе котла контакты датчиков параметров замкнуты и реле контроля цепей этих датчиков KV9–KV12 находятся под напряжением; реле KV13, KV14 – обесточены. Когда какой-либо параметр достигает предельного значения, срабатывает соответствующий датчик и его реле обесточивается, например, при повышении давления мазута – KV3, а реле KV9–KV14 окажутся под напряжением.

В цепи датчика, достигшего предельного значения, например, давления мазута, реле KV3 остается обесточенным, так как собственный контакт KV3 и контакт датчика разомкнуты. При этом реле KV4–KV8 останутся под напряжением через замкнутые контакты реле KV4–KV8, KV10–KV12, даже если

контакты датчиков в этих цепях разомкнутся. Поэтому в схеме сигнализации включится табло того параметра, который достиг предельного значения. Одновременно при обесточивании реле KV10–KV12 обесточатся электромагниты отсечного клапана и произойдет отсечка топлива, подаваемого к котлу. Кроме того, схемой предусмотрена возможность аварийной остановки котла кнопкой SB4, расположенной непосредственно возле котлоагрегата.

Проверку системы технологической защиты котлоагрегата выполняют следующим образом: 1) ударный механизм клапана-отсекателя переводят в нерабочее положение; 2) производят поочередную проверку релейных цепей параметров, имитируя нарушение значений параметров картой уставок на данный котельный агрегат. При этом необходимо учитывать, что при срабатывании реле фиксации первопричины отказа обесточиваются все датчики защит. Отсюда следует, что для проверки работы схемы контроля следующего параметра необходимо привести схему в исходное положение и следить за срабатыванием электромагнитного механизма и действием светозвуковой сигнализации; 3) вернуть ударный механизм клапана-отсекателя в рабочее положение; 4) произвести розжиг котельного агрегата в соответствии с описанной схемой.

Система автоматизации «КАСКАД»

Электрическая унифицированная система приборов автоматического регулирования «КАСКАД», предназначена для паровых котлов типа ДКВР, ДЕ производительностью от 2,5 до 20 т/ч, работающих на топливе газ–мазут. Система комплектуется комплексами датчиков с электросиловыми, магнитомодуляционными и дифференциально-трансформаторными преобразователями. Датчики состоят из измерительного чувствительного блока и преобразователя перемещения в электрический аналоговый выходной сигнал постоянного тока 0–20 мА. Комплексы измерительных преобразователей (ИП), выполненные на базе унифицированных функциональных блоков, позволяют контролировать следующие параметры работы котлоагрегата: давление газа, мазута, воздуха и пара в барабане котла; разрежение; расход, измеряемый методом переменного перепада давлений; уровень воды в барабане: температуру теплоносителя и др.

В соответствии с функциональным назначением приборы системы «КАСКАД» делятся на следующие группы: 1) регулирующие блоки – аналоговый, релейный, импульсатор; 2) алгебраические блоки – суммирования, умножения, деления; 3) измерительный блок типа И04 на щите котла; 4) динамические преобразователи, логические блоки; 5) задающие устройства типа ЗУ11 и ЗУ05; 6) блоки управления аналогового и релейного регуляторов; 7) усилители мощности тиристорные; 8) магнитные пускатели и вспомогательные устройства. Задающие устройства и блоки оперативного управления имеют малогабаритные исполнение и монтируются на оперативных пультах управления. Щитовые приборы, рассчитанные на навесной монтаж, не требуют систематического обслуживания и монтируются на вертикальной

плоскости в специальных шкафах, расположенных в зоне объекта. Все приборы системы «КАСКАД», требующие вспомогательного источника энергии, питаются напряжением 220 В, частотой 50 Гц. В источнике питания это напряжение преобразуется в напряжение 50 В постоянного тока.

Использование системы «КАСКАД» позволяет решить большинство современных задач автоматизации технологических процессов; регулирование заданного значения (стабилизацию) параметра; регулирование соотношения двух и большего числа параметров; каскадное регулирование; введение ручного или автоматически изменяющегося задания; суммирование сигналов; умножение на коэффициент; статическую и динамическую коррекции; логические переключения; распределение и индикацию сигналов; ограничение диапазона изменения сигналов; синхронизацию перемещения исполнительных механизмов.

В схемах автоматизации котлоагрегатов система «КАСКАД» работает в комплекте с датчиками разрежения (тягометрами), (манометрами), давления перепада давления (дифманометрами), термопреобразователями (термопарами) и другими измерительными преобразователями, имеющими унифицированный выходной сигнал постоянного тока 0–5 мА. Использование постоянного тока в цепях измерения и управления позволяет избавиться от влияния индуктивности и емкости линий связи, повышает их помехоустойчивость при достаточной протяженности. Не менее важным является удобство сочетания приборов системы с устройствами воздействия на параметры процесса (исполнительными механизмами).

В комплекте с системой «КАСКАД» используются два типа исполнительных механизмов постоянной скорости типа МЭО: с трехфазным асинхронным электродвигателем и червячным редуктором (МЗТА); с двухфазным электродвигателем и цилиндрическим редуктором. Кроме того, система «КАСКАД» приспособлена для работы в сочетании с управляющей вычислительной машиной (УВМ), корректирующей задание регуляторам или работающей в режиме непосредственного цифрового управления. Для связи с УВМ используется блок динамического программирования ДОЗ, включенный по схеме интегратора импульсов.

Автоматизация водогрейных котлов

Специфика автоматизации водогрейных котлов вытекает из принципа их действия (с естественной или принудительной циркуляцией), назначения конструкции и теплопроизводительности. Отопительные водогрейные котлы характеризуются двумя основными режимами работы – базовым с постоянной температурой теплоносителя и регулировочным, когда температура воды изменяется в соответствии с отопительным графиком. Другой важной особенностью таких котлов является отсутствие автоматики питания, что объясняется непрерывной циркуляцией воды через теплопередающую поверхность нагрева котла, не допускающей вскипания воды. Тяга в котлах может быть естественной (как в ПТВМ), так и искусственной. В первом случае

отпадает необходимость в регуляторе разрежения, так как естественная тяга зависит от параметров наружного воздуха.

Схема автоматизации водогрейного котла КВ- ГМ-10 показана на рисунке 39. Регулятор температуры (1) получает сигналы от датчиков (2) и (3), размещенных в подающем и обратном трубопроводах сетевой воды, и воздействует на исполнительный механизм V1 регулирующего органа на газо- или мазутопроводе, регулируя интенсивность процесса горения. Одновременно регулятор (4) (мембранный дифманометр) измеряет расход газа с помощью камерной диафрагмы (5) и воздействует сервомотором V2 на направляющий аппарат дутьевого вентилятора ДВ, изменяя расход воздуха до необходимого для горения топлива с заданным коэффициентом избытка воздуха. Регулятор разрежения (6) получает сигнал от датчика (7), расположенного в топке котла, и изменяет подачу дымососа ДС с помощью исполнительного механизма V3 на направляющем аппарате таким образом, чтобы разрежение в топке поддерживалось в заданных пределах.

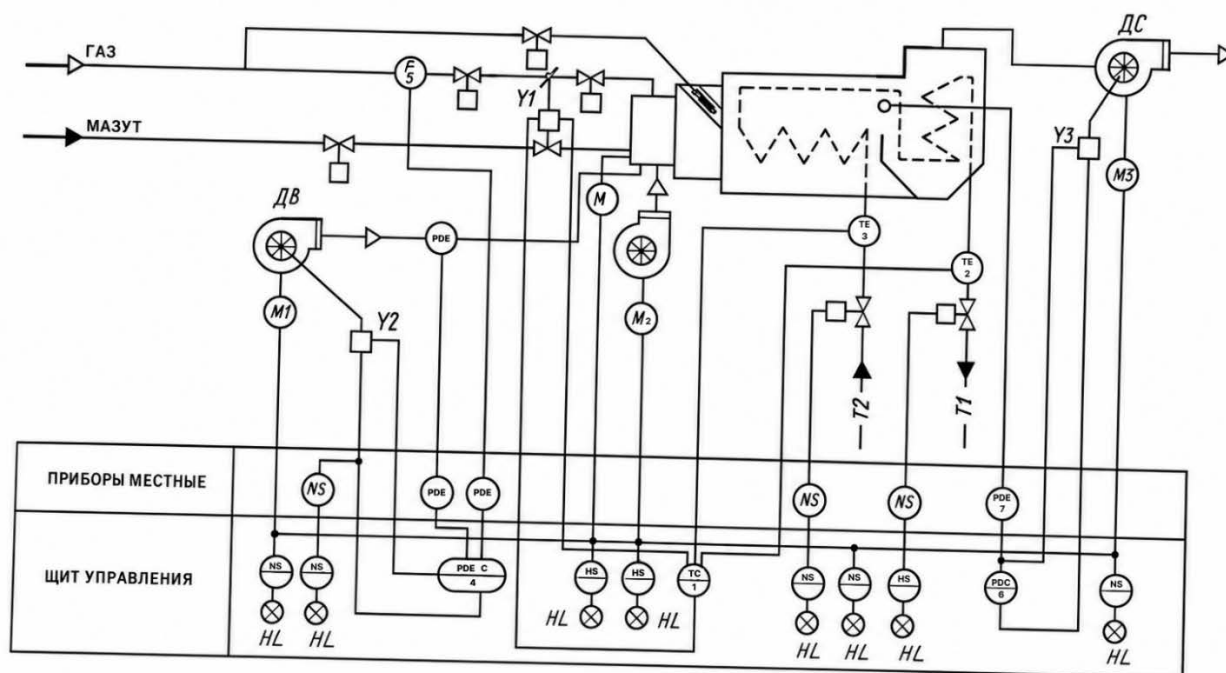


Рисунок 39. Функциональная схема автоматизации водогрейного котла КВ-ГМ-10

Опыт эксплуатации автоматизированных водогрейных отопительных котлов показывает, что оптимальное теплоснабжение не обеспечивается, так как при этом не учитываются нагрузки горячего водоснабжения. Поэтому приходится ручным управлением менять тепловой режим котла с учетом дополнительной нагрузки. Этот недостаток схемы регулирования можно устранить программным регулированием, при котором в комплекте с регуляторами нагрузки на каждом котле работает автоматический задатчик, корректирующий температуру сетевой воды. Такого же результата можно добиться, используя способ диспетчеризации отопительных котельных.

Система автоматизации газомазутных водогрейных котлов типа КВ-ГМ теплопроизводительностью 11,63; 23,3 и 34,9 МВт (10, 20 и 30 Гкал/ч) построена на базе комплекса КСУ-30-ГМ и обеспечивает: а) автоматический пуск (останов) котла с выводом его на заданный режим и автоматическим включением регуляторов разрежения, соотношения топлива воздух, а также температуры воды за котлом или до котла; б) автоматическое поддержание и контроль основных параметров в рабочих и пусковых режимах; в) сигнализацию выполнения операций при пуске и аварийном отклонении параметров при рабочих режимах; г) защиту котла при возникновении предаварийной ситуации; д) работу котла без постоянного дежурного персонала.

Комплект автоматики КСУ-30-ГМ функционально включает регулируемую часть, предназначенную для автоматической стабилизации рабочих параметров, и логическую, осуществляющую автоматическое выполнение операций пуска, останова, защиты, сигнализации, блокировки. Комплект питается от сети переменного тока напряжением 380/220 В, 50 Гц. Данная система автоматики применяется и в котельных, где работа без дежурного персонала не может быть обеспечена, для чего предусмотрены показывающие приборы и сигнализация (пусковая, рабочая и аварийная).

Автоматизация водогрейных котлов ПТВМ. Котлы типа ПТВМ оснащают горелками ГМГ-625, работающими как на газовом топливе, так и на мазуте. Требованию совместимости этих видов топлива при автоматическом обслуживании котлоагрегатов соответствует автоматика регулирования и безопасности типа РПИБ (регулятор пропорциональный интегральный бесконтактный). Подача топлива в топку при аварийных значениях контролируемых параметров работы котла прекращается с помощью клапана ПКН, если котел работает на газе, или автоматической задвижки на трубопроводе подачи жидкого топлива. При переходе работы котла с одного вида топлива на другой в схеме автоматики предусмотрен переключатель вида топлива (ПТ). Автоматика предусматривает возможность ручного останова котла со щита управления с помощью кнопки КО (рис. 40).

Датчиками, контролирующими изменение параметров работы котла, являются: 1) манометр электрический – дифференциальный (МЭД) при понижении давления топлива в газо- или мазутопроводе, понижении и повышении давления воды за котлом; 2) термометр сопротивления типа ТСМ при повышении температуры воды за котлом; 3) дифференциальный манометр (ДМ) при уменьшении расхода воды через котел; 4) датчик тяги ДТ-100 мембранного типа при падении разрежения в топке котла. Погасание факела в каждой растопочной горелке контролируется фотосопротивлением типа ФСК или с помощью контрольного электрода (в зависимости от типа применяемого запально-защитного устройства).

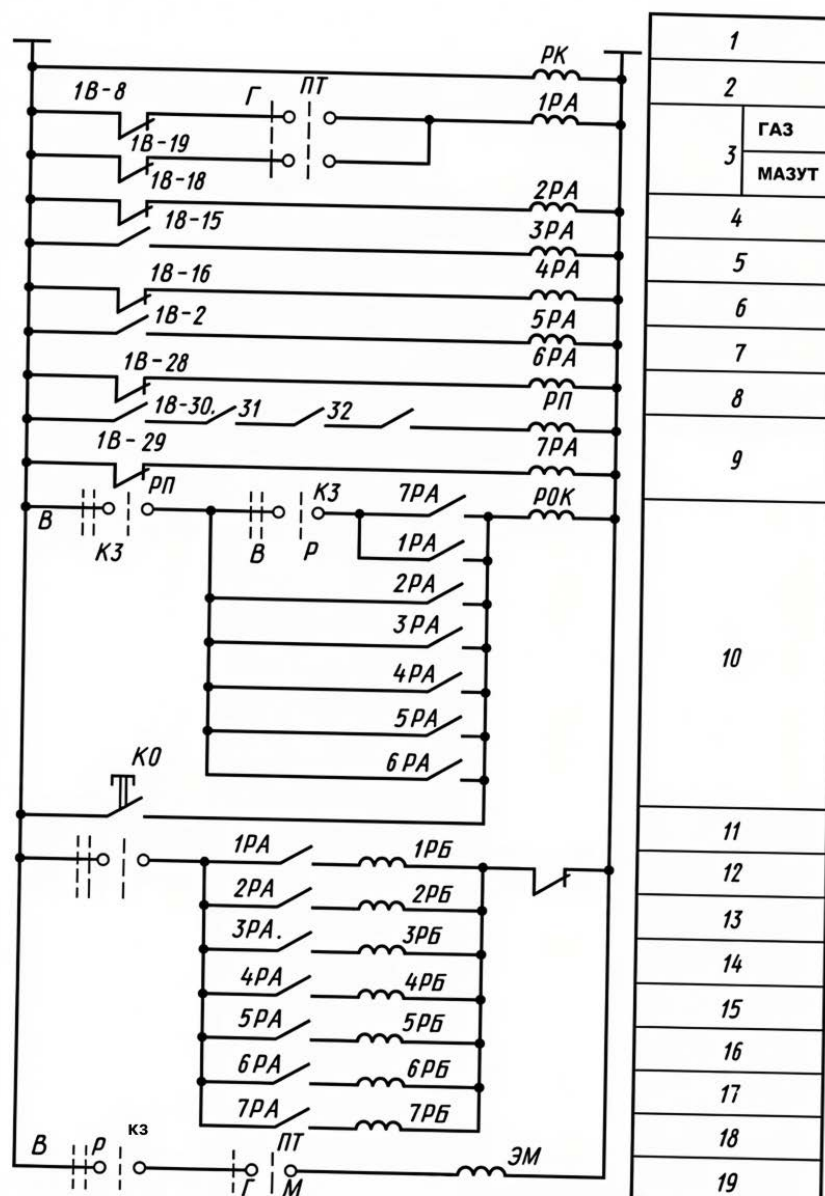


Рисунок 40. Электрическая схема автоматики безопасности и регулирования типа РПИБ:

1 – напряжение 220 В; 2 – контроль напряжения; 3, 12 – понижение давления топлива; 4, 13 – падение разрежения в топке; 5, 14 – повышение давления воды за котлом; 6, 15 – понижение давления воды за котлом; 7, 16 – повышение температуры воды за котлом; 8, 17 – уменьшение расхода воды через котел; 9 – погасание факела; 10 – цепи реле защиты; 11 – ручной останов; 18 – погасание факела в топке; 19 – цель электромагнита на газопроводе к котлу

При розжиге котла ПТВМ с автоматикой РПИБ выполняют следующие операции: а) включают рубильник электропитания щита управления и сигнализации, а переключатель ПТ ставят в положение «ГАЗ»; б) взводят в рабочее положение клапан-отсекатель ПКН (молоточек клапана в рабочее положение не ставится); в) открывают ключом поворота управления газовой задвижкой (КУГЗ) на щите управления задвижку на газопроводе котла и проверяют давление газа в сети; г) открывают нажатием на кнопку на щите

управления продувочный клапан газопровода котла на свечу и производят его продувку. Ключ управления (КУ) растопочной горелкой устанавливают в положение «ВЕНТИЛЯЦИЯ», при этом включается вентилятор, открывается шибер на воздухе к горелке, запускается реле времени вентиляции, которое по истечении 10–15 мин замыкает свои контакты и подготавливает цепь для включения трансформатора розжига.

Ручку задатчика регулятора разрежения устанавливают в положение «ДИСТАНЦИОННО», и после нажатия кнопок «БОЛЬШЕ» или «МЕНЬШЕ» в топке котла устанавливается разрежение в пределах 20–30 Па. Вручную открывают газовый кран на опуске к растопочной горелке. Ключ розжига (КР) устанавливают в положение «ВКЛЮЧЕНО», после чего срабатывает реле розжига (РР) и подается напряжение на электромагнитный вентиль на газопроводе и к электрозапальнику. При загорании газа ФСК или контрольный электрод подает сигнал на электронный блок ЗЗУ о наличии пламени в топке котла, срабатывает реле контроля пламени (РКП) и своим замыкающим контактом подготавливает цепь открытия крана растопочной горелки.

Ключ управления (КУ) растопочной горелкой ставят в положение «ТОПЛИВО», газ поступает в горелку и загорается от факела запальной горелки. После получения устойчивого горения газа КУ возвращают в положение «ОТКЛЮЧЕНО». При этом снимается напряжение с трансформатора розжига и соленоидного клапана. Запальная горелка гаснет. Если в процессе розжига в течение 3–5 с факел запальной горелки не загорелся, то реле (РВР) замкнут контакты реле розжига и повторное включение его станет возможным только после отработки реле времени вентиляции котла.

После розжига всех растопочных горелок производят настройку задатчика разрежения и поворотом ручки «АВТОМАТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ» на корпусе задатчика переводят управление работой котла с дистанционного на автоматическое; ударный молоточек клапана отсекаателя устанавливают в рабочее положение. Горелки дистанционного розжига включаются по мере набора нагрузки поворотом КУ соответствующей горелкой в положение «ТОПЛИВО». При этом подается напряжение на ИМ, открывающий одновременно газовый кран перед горелкой шибер на воздуховоде к горелке.

При аварийном отклонении одного из контролируемых параметров срабатывает соответствующее промежуточное реле 1РА-7РА, замыкаются цепи определенных блинкерных реле 1РБ-7РБ и реле остановки котла (РОК). В результате цепь электромагнита обесточится, и задвижка на газопроводе закроется, прекращая подачу топлива к котлу. Определение параметра, вызвавшего срабатывание защиты, осуществляется световой сигнализацией на табло.

Системой автоматического регулирования предусмотрено поддержание температуры воды, подаваемой в теплосеть, в соответствии с отопительным графиком. Для этой цели применяют регулятор температуры воды на выходе из котельной, который воздействует на подачу топлива путем включения и отключения горелок. При отклонении температуры воды на выходе из котла за пределы зоны нечувствительности регулятора происходит разбалансировка в его измерительном блоке и включается реле «БОЛЬШЕ» или «МЕНЬШЕ». Реле

«БОЛЬШЕ» своими нормально открытыми контактами включает магнитный пускатель вентилятора горелки и реле времени, включающее своими контактами промежуточное реле открытия. Последнее включает ИМ, открывающий газовый кран и шибер на воздуховоде к горелке. Аналогично включаются дополнительные горелки автоматического розжига. Отключение горелок регулятором производится в обратной последовательности по сигналу реле «МЕНЬШЕ».

Комплектные устройства автоматизации котельных

Разработаны и серийно выпускаются комплектные устройства автоматизации котельных. Особенностью этих устройств является совмещение функциональных возможностей приборов автоматики с технологическими процессами в котлах определенного типа наиболее эффективным образом, включая автоматику безопасности, регулирования и светозвуковую сигнализацию. Последняя позволяет обслуживающему персоналу определить причину автоматической отсечки подачи топлива к котлу при выходе за допустимые пределы контролируемых параметров.

Все серийно выпускаемые комплектные системы автоматизации являются электрическими и используют отдельные электронные модули или блоки. Электрическая схема автоматики безопасности позволяет осуществлять дистанционный розжиг котла по определенной программе, с заданными выдержками времени, необходимыми для проведения предохранительных мероприятий и срабатывания соответствующих цепей управления. Такую схему легко контролировать с точки зрения безопасности работы, проведения операций пуска и останова, наличия питания и т. п.

Комплект средств управления КСУ. Комплект КСУ-1-Г совместно с датчиками и исполнительными устройствами обеспечивает двухпозиционное регулирование нагрузки котла и безопасность его работы, а также выдачу на диспетчерский пункт сигналов о подаче питающего напряжения на комплект и об аварийном останове котлоагрегата. Функциональную основу комплекта составляют многоканальные блоки, выполняющие определенную логическую операцию, причем сами каналы можно объединять по входам или выходам, образуя схемы с иными логическими функциями. В число этих блоков входят: блок запального устройства (БЗУ), блок питания групповой (БПГ), блок реле времени (БРВ), блок контроля факела (БКФ), шесть блоков бесконтактных ключей (ББК), два блока фиксации отказов (БФ02), блок вспомогательных элементов (БВЭ2) четыре блока программных (БПР), блок дешифратора (БДШ), блок задания времени (БЗВ).

Устройство комплекта разделяется на две функциональные схемы: 1) пуска, останова и регулирования мощности котлоагрегата; 2) защиты, блокировки и сигнализации. Такое построение дает возможность резервирования отдельных наиболее ответственных элементов схем и, кроме того, позволяет обеспечить фиксацию первопричин отказов по каждому из аварийных параметров, выдачу на диспетчерский пункт сигналов о подаче питающего

напряжения на комплект и об аварийном останове котлоагрегата. Устройство блоков основано на базе использования электронных модулей дискретного действия (двоичной логики – 0 или 1). Комплект размещен в навесном шкафу размерами 620х910х 395 мм. Масса комплекта не более 70 кг. Схема автоматизации водогрейного котла с помощью КСУ-1-Г приведена на рисунке 41.

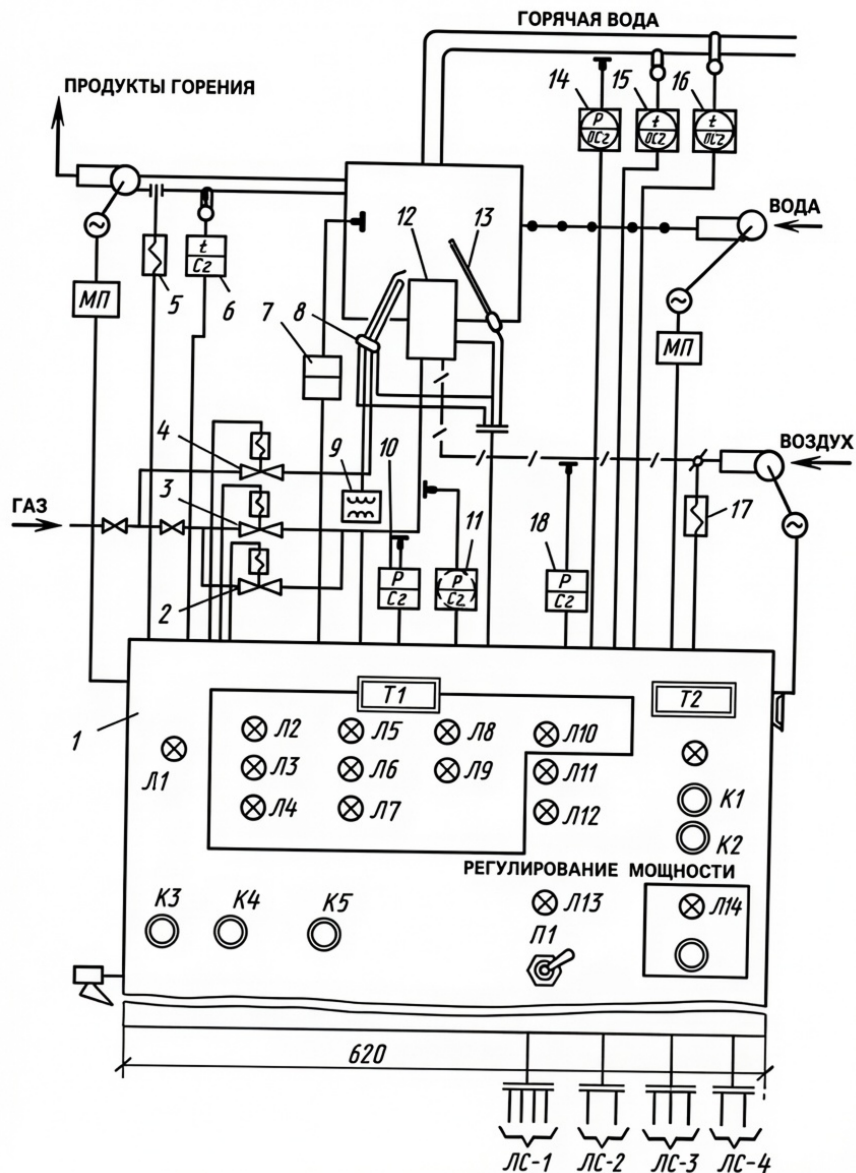


Рисунок 41. Принципиальная схема комплекта средств управления КСУ-1-Г:

- 1 – шкаф автоматики; 2, 3, 4 – отсечные клапаны; 5, 17 – ЭИМ; 6 – датчик температуры типа ТУДЭ-6; 7 – датчик реле; 8 – запальник КГ-10;
 9 – трансформатор зажигания; 10, 11, 14, 18 – датчики реле давления;
 12 – топка; 13 – контрольный электрод; 15, 16 – датчики температуры прямой и обратной сетевой воды;
 Т1 – табло «Авария»; Т2 – табло «Работа»; Л1–Л14 – сигнальные лампы;
 К1–К5 – кнопки: К1 – «Пуск», К2 – «Стоп», К3 – «Отключение» звуковой сигнализации, К4 – «Отключение световой сигнализации, К5 – «Контроль сигнализации»; П1 – переключатель «Работа с общекотельным устройством»;
 ЛС – 4 линии связи и сигнализации

В соответствии с функциональной схемой пуска, останова и регулирования мощности котлоагрегата поддержание заданной температуры теплоносителя осуществляется путем регулирования подачи воздуха и разрежения в топке в двух режимах: совместно с общекотельным устройством и без него. Выбор режима регулирования производится тумблером «Работа с общекотельным устройством», расположенным на лицевой панели шкафа. Перед началом работы комплекта КСУ-1 устанавливают на наборном поле блока БДШ выдержки времени в соответствии с программой розжига котла: на включение контроля разрежения, понижения давления воды и воздуха, вентиляции топки, розжига запальника, розжига основного факела, прогрева котла перед включением регулирования мощности (при работе с общекотельным устройством), послеостановочной вентиляции. Далее выбирают режим работы комплекта путем установки тумблера в соответствующее положение и проверяют исправность светозвуковой сигнализации нажатием кнопки «Контроль сигнализации».

Пуск котла производится нажатием на кнопку «Пуск» при включенном АВ («сеть»), после чего включается лампа «Пуск» и комплект начинает отрабатывать заданную программу розжига котла, контролируя отсутствие аварийного состояния по давлению воды и ее температуре. Если эти параметры находятся в «норме», то включаются электродвигатели вентилятора, дымососа, циркуляционного насоса. Шиббер дымохода и заслонка воздуховода устанавливаются приводом (ЭИМ) на 100 % открытия. Через 10 с включается контроль отсутствия аварийного состояния по понижению разрежения в топке.

В течение 60 с производится вентиляция топки, после чего воздушная заслонка и шиббер дымохода переводятся на 40 % открытия. Подается питание на катушку зажигания и производится розжиг запальника КГ-10. Одновременно контрольный электрод электрозапальника подключается к блоку БКФ, и через 5 с включается контроль защиты по погасанию пламени. После отсчета выдержки времени 5 с на завершение розжига подключается основной КЭ для контроля факела горелки, загорается световое табло «Работа» и гаснет лампа «Пуск». Через 60 с выдержки времени на установку устойчивого горения отключается клапан-отсекатель электрозапальника и начинается отсчет времени (не менее 120 с) на прогрев котла с последующим включением регулятора мощности (при работе с общекотельным устройством).

Включение регулятора мощности в режиме работы без общекотельного устройства осуществляется по окончании розжига котла нажатием на кнопку «Регулирование мощности включено» по истечении времени, указанного в инструкции. Одновременно с началом пуска вырабатываются сигналы для блокировки системы на случай неудачного розжига, причем схема отключается общеконтрольным устройством или кнопкой «Стоп». Эти сигналы сопровождаются автоматической послеостановочной вентиляцией топки (60 с), в течение которой пуск блокирован. Для останова котлоагрегата достаточно нажать кнопку «Стоп» и отключить АВ сети.

Регулирование мощности котлоагрегата осуществляется по импульсу от манометрического термометра, установленного на линии подачи теплоносителя

(при работе без общекотельного устройства). При достижении верхнего регулируемого значения температуры отключается клапан большого горения, срабатывают исполнительные механизмы 5 и 17 (см. рис. 41) типа ЭИМ, пропорционируя соотношение газ воздух и переводя котлоагрегат в режим 40 %-й теплопроизводительности. При падении температуры воды до нижнего регулируемого значения процесс регулирования протекает в обратной последовательности, обеспечивая 100 %-ю теплопроизводительность. При работе с общекотельным блоком включаются в действие соответствующие системы сигнализации на останов и пуск котлоагрегата, на установку 40 и 100 % открытия регулирующих органов. Если при этом в процессе нормальной работы возникнет сигнал аварии или будет нажата кнопка «Стоп», то котел отключится и пуск его может быть осуществлен только в описанном выше порядке.

Схема защиты блокировки и сигнализации комплекта КСУ-1-Г (см. рис. 41) срабатывает при выходе из заданных пределов следующих параметров: повышение температуры теплоносителя (термометр ТПГ-СК, 0–160 °С); понижение разрежения (датчик – реле тяги ДТ-40-11К), повышение или понижение давления газа (датчик реле давления ДД-06-11К); понижение давления воздуха (датчик- реле напора ДН-250-11К); повышение или понижение давления воды (манометр ЭКМ-IV, 0-1,0 МПа). При неисправности блоков, отклонении от номинального напряжения питания электронных модулей срабатывает световая сигнализация «Комплект неисправен». При срабатывании датчиков, контролирующих параметры автоматики безопасности, пропадании напряжения питания обесточиваются исполнительные реле, разрывая цепи питания отсечных клапанов 2 и 3. Подача газа к котлу прекращается, загорается световое табло «Авария» и включается звуковой сигнал. Комплект обеспечивает также контроль повышения температуры уходящих газов (датчик 6 типа ТУДЭ-6). Котел при срабатывании датчика работает, необходимо выяснить причину нарушения.

Комплект средств управления КСУ-2П. Комплект КСУ-2П построен по аналогии с КСУ-1-Г, но состоит из двух конструктивных частей: блока управления и сигнализации БУС и блока коммутационных элементов БКЭ. Он предназначен для автоматизации работы паровых котлов производительностью 0,25–2,5 т/ч, работающих на газе низкого давления. Комплект КСУ-2П-1-Г обеспечивает двухпозиционное регулирование основных технологических параметров котлоагрегатов с естественной циркуляцией, работающих под разрежением; стабилизацию уровня воды в барабане и давления пара; защиту, блокировку и сигнализацию при выходе за допустимые пределы регулирования этих параметров, а также аварийных повышении и понижении давления газа, падения разрежения в топке, понижения давления воздуха, отсутствии пламени горелки. Осуществляется также автоматический пуск и останов агрегата, выдача на диспетчерский пункт сигналов о включении комплекта и останове котла.

Принципиальная схема КСУ-2П-1-Г показана на рисунке 42. На передней панели БУС 17 размещены переключатели режимов работы устройства оперативного управления и сигнализации. Схема регулирования, собранная в

блоке БУС, обеспечивает поддержание давления пара с помощью сильфонного датчика реле давления 12 типа ДД-10-20К. Регулирование производят переключением режима работы котла с 40- на 100 %-ю производительность с помощью клапанов 2 и 3 большого и малого горения газового блока 1 типа БПГ. Одновременно ЭИМ (10 и 5) переводят воздушную заслонку и шибер дымохода в положения 40 и 100 % открытия. Стабилизация уровня в барабане котла осуществляется электродными датчиками уровнемерной колонки 7 типа УК-4, установленными на нижнем (НРУ) и верхнем (ВРУ) уровнях регулирования. При достижении водой ВРУ двигатель питательного насоса по сигналу с блока БУС отключается магнитным пускателем, установленным в БКЭ, а при опускании воды до НРУ двигатель насоса включается.

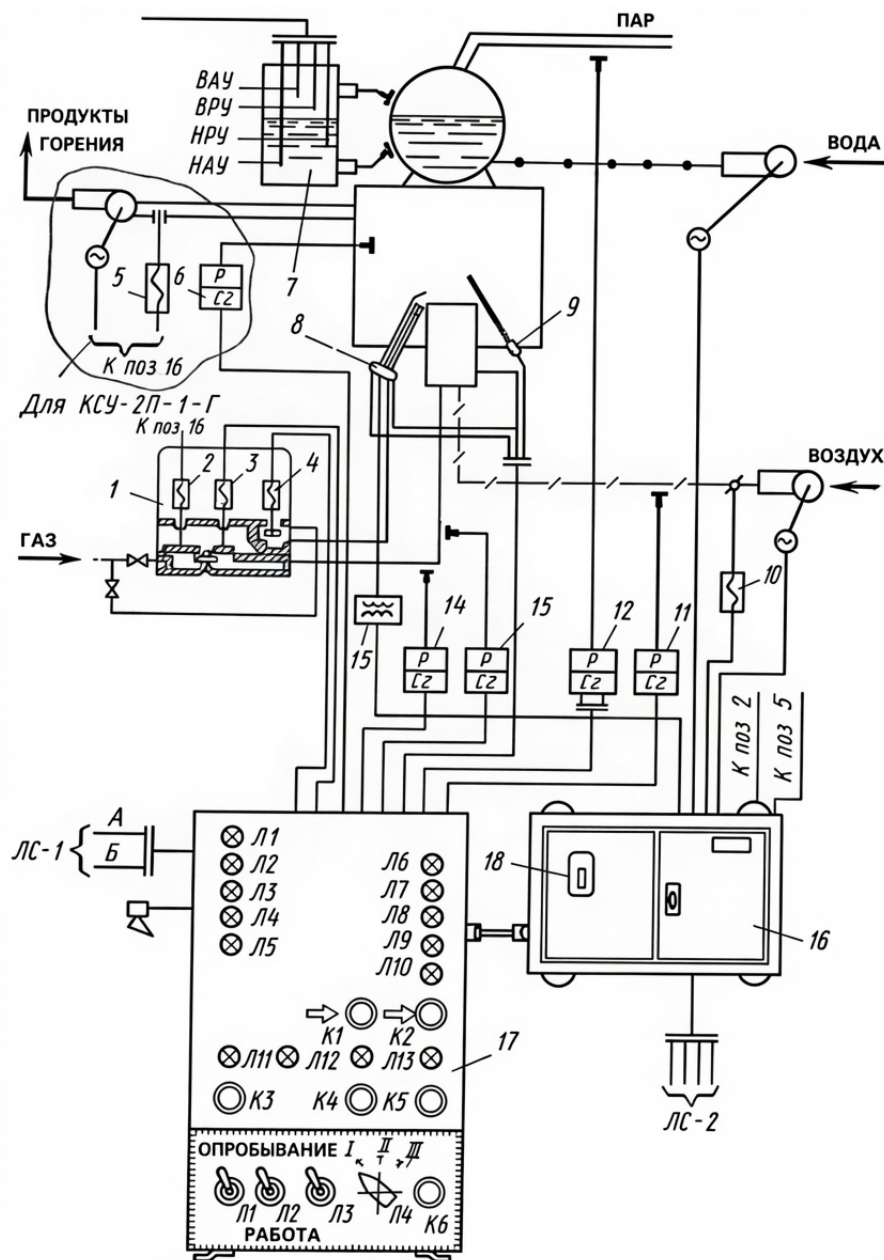


Рисунок 42. Комплект средств управления КСУ-2П-1-Г 11:
Л1–Л13 – сигнальные лампы; К1–К6 – кнопки управления;
П1–П4 – переключатели; ЛС-1, ЛС-2 – линии связи

Для пуска комплекта в БКЭ 16 имеется автоматический выключатель (18), перед включением которого необходимо установить с помощью тумблеров БУС дискретные выдержки времени разгона электродвигателей, вентиляции топки, розжига запальника, розжига основного факела, блокирования датчика разрежения. Котлоагрегат включается в работу нажатием на кнопку «Пуск» блока БУС, после чего комплект начинает отрабатывать программу розжига котла в заданной последовательности: включение устройств защиты (13) и (14) по понижению и повышению давления газа, а также (12) – по повышению давления пара; включение двигателя питательного насоса на 100 % производительности и устройства регулирования (7) уровня воды в барабане котла; включение двигателей дымососа и вентилятора; установка шибер дымососа и воздушной заслонки в положение 100 % открытия с помощью ЭИМ (5) и (10).

Через некоторое время, необходимое для разгона двигателей, подключаются устройства и подаются команды на подключение защиты по понижению разрежения (датчик 6), давления воздуха (датчик 11) и уровня воды в барабане котла; производится вентиляция топки в течение 1–3 мин, после чего ЭИМ 5 и 10 отключаются, устанавливая шибер дымососа и воздушную заслонку в положение 40 % открытия. Затем начинается цикл розжига включением клапана-отсекателя запальника (4) блока БПГ и подачей напряжения на bobину (15) запального устройства. Одновременно контрольный электрод запальника (8) типа ЭЗ подключается к блоку контроля факела БКФ, включается (через 5 с) устройство защиты по отсутствию пламени запальника и открывается клапан-отсекатель (3) малого горения. Через 10 с включается лампа «Малое горение», гаснет лампа «Пуск» и к блоку БКФ подключается контрольный электрод (9), с помощью которого включается защита по отсутствию основного факела; отключается клапан-отсекатель запальника. По истечении времени, установленного в инструкции по эксплуатации котла (30 с), устройство регулирования давления пара переводит котел на 100 %-ую производительность. Для останова котлоагрегата нажимают на кнопку «Стоп» и по окончании работы отключают автоматический выключатель (18).

Автоматическая защита и сигнализация комплекта КСУ-2П-1-Г предусматривает отключение подачи газа при аварийном значении технологических параметров котлоагрегата с некоторым запаздыванием, чтобы предупредить ложное срабатывание устройств блокировки при розжиге основного факела или переключениях режимов горения газа. При возникновении аварийной ситуации, а также при пропадании напряжения питания обесточиваются электромагниты клапанов 2 и 3 блока БПГ 1, отключая подачу газа к котлу, загорается лампа «Котел отключен и включается звуковой сигнал. Одновременно подается сигнал «Авария» на диспетчерский пункт.

Автоматика котла КПА-500Г. Элементы схемы автоматики котла КПА-500Г (рис. 43) конструктивно скомпонованы в шкафу (18), который входит в комплект поставки котла. Шкаф управления имеет спереди щит контрольных приборов (24) с манометрами (15) и (25), щит сигнальных ламп (19) с переключателем пуска (20), блок управления горением (21) (БУГ-500), который является основным прибором автоматики безопасности, и встроенные реле

давления (13), (14) и (15) типа РД-12, контролирующие максимальное, номинальное и соответствующее 50 %-й нагрузке котла давление пара. Переключатель пуска (20) имеет четыре фиксированных положения: «0», «1», «2» и «3». По месту устанавливают: регулятор низкого давления 1 типа РД-32М, электромагнитные вентили 4, 5 типа ВМ-80, электромагнитный клапан 6 типа КМ-80, предохранительный клапан 9 и вентиль 10 отбора пара. Давление газа регулируют по нижнему пределу с помощью реле давления 3 типа РД-25-250 и проверяют тягонапоромером (2) типа ТДМ. Перемещение дроссельной заслонки (28) дутьевого вентилятора (29) осуществляется с помощью электромагнита ЭБТ-6.

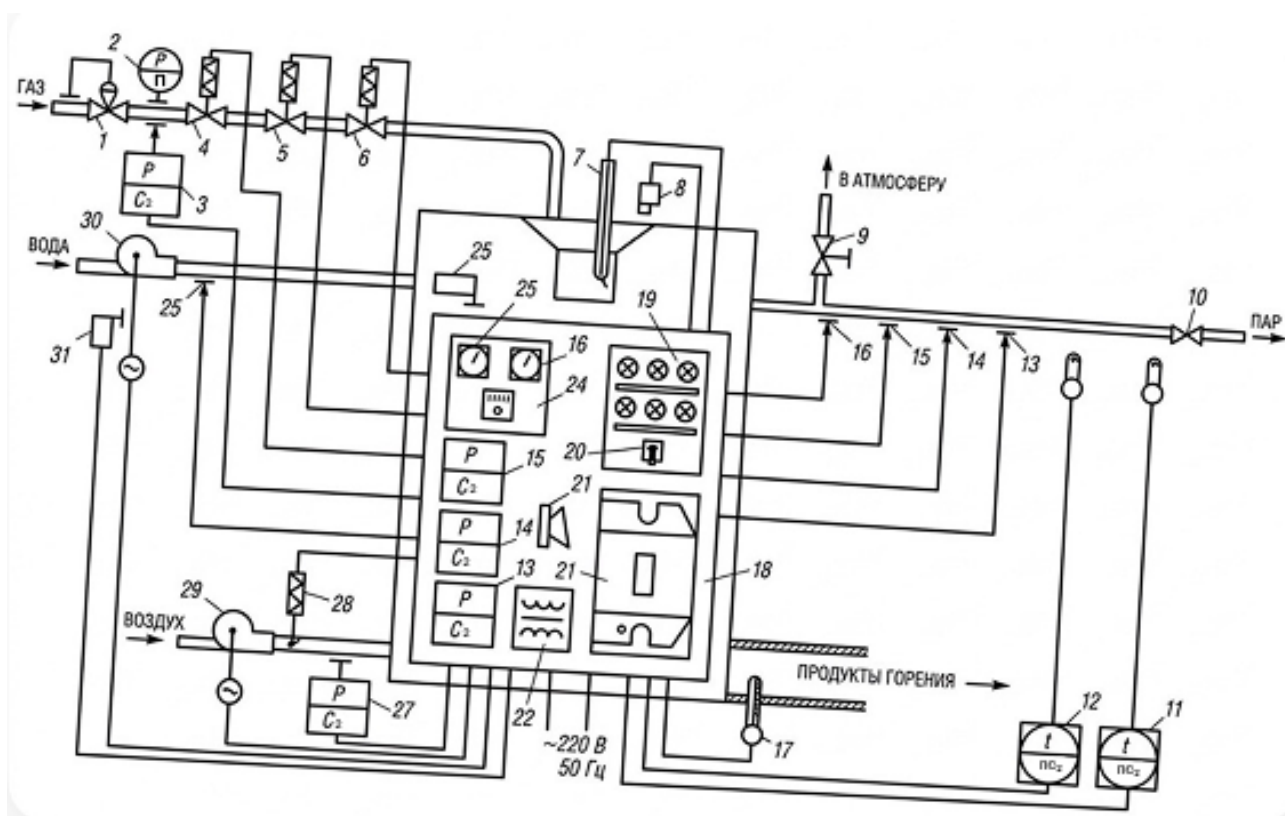


Рисунок 43. Принципиальная схема автоматики котла КПА-500Г

Регулирование производительности котла заключается в автоматическом переключении его работы с режима полной на режим 50 %-й производительности по командам реле давления (14) и (15) в зависимости от расхода пара потребителем.

При уменьшении нагрузки давление пара возрастает, что вызывает размыкание контактов реле (15). В результате этого блок (21) выдает команды: в) на электромагнит клапана (6) для переключения последнего на меньший расход газа; б) на электродвигатель питательного насоса (30) для уменьшения числа его оборотов; в) на перемещение дроссельной заслонки (28) в сторону прикрытия подачи воздуха. Котел переходит на режим половинной производительности. При увеличении расхода пара и падении его давления ниже значения настройки реле (14) контакты последнего замкнутся, и процесс регулирования осуществится в обратной последовательности.

Пуск котла КПА-500Г производится переводом переключателя (20) из положения «0» в положение «1», при этом загорается лампа «Включено и включается в работу на малые обороты насос (30). В течение 16–20 мин происходит заполнение котла водой, контролируемое по манометру (25). При переводе переключателя в положение «2» загорается лампа «Автомат», выключается электродвигатель насоса и включается электродвигатель вентилятора (29), подается напряжение на блок (21). По окончании вентиляции, длящейся 30 с, подается команда на включение трансформатора зажигания (22), к вторичной обмотке которого подключены электроды зажигания (7), возникает искра, фиксируемая прибором (8) типа ИФ-1, сигнал которого дает команду на включение электромагнитов вентилей (4) и (5), а также электродвигателя насоса на малые обороты.

Через 6–8 с по сигналу реле давления полной производительности блок (21) подает команду на включение клапана (6), электромагнита воздушной заслонки (28) и электродвигателя водяного насоса на полные обороты. Через 20 с загорается лампа «Работа», при этом давление пара контролируется манометром (16). Если по какой-либо причине не произошло нормального розжига основного факела, то по сигналу прибора (8) котел отключается, о чем будет свидетельствовать загорание красной сигнальной лампы «Горелка–газ» и погасание ламп «Включение», «Автомат».

Автоматика безопасности КПА-500Г отключает подачу газа к котлу в характерных случаях нарушения нормального розжига основного факела и отклонения от заданных пределов регулирования основных технологических параметров: изменение спектра и погасания пламени; достижения предельной температуры пара, контролируемой двумя дублирующими электроконтактными термометрами ТПГ- СК 11 и 12, уменьшения давления газа и воздуха ниже допустимого; обрыва ремня привода водяного насоса; перегрузки электродвигателей вентилятора и водяного насоса. Во всех перечисленных случаях срабатывает блок управления горением 21, выключающий вентили 4 и 5, а также электродвигатели 29 и 30. Одновременно погасают лампы «Работа» и «Автомат», включаются звуковой сигнал и лампы, фиксирующие причину отсечки газа. Предохранительный клапан 9 срабатывает только в случае, если реле РД-12 максимального давления не срабатывает.

Комплект автоматики ФАЖ-АНГ «Пламя». Автоматика «Пламя», предназначена для автоматизации отопительных котельных, включающих до 10 водогрейных котлов теплопроизводительностью до 1 Гкал/ч каждый, которые работают как на жидком топливе («Пламя-1»), так и на газе низкого давления («Пламя-2»). На рисунке 44 показана принципиальная электрическая схема основных блоков и элементов, входящих в систему автоматики «Пламя-1». Пульт управления может быть связан одновременно с 10 блоками управления горением. Как видно из рисунка, система обеспечивает защиту всей котельной путем отключения подачи топлива ко всем котлам одновременно по сигналам датчика отсутствия вентиляции в котельной (датчик загазованности помещения), датчика падения уровня воды в расширительном баке ниже номинального значения на 150 мм или снижения давления воды в отопительной системе, датчика отсутствия

циркуляции, при пропадании напряжения питания. Кроме этого, автоматика «Пламя» обеспечивает защиту каждого котла при погасании пламени, перегрева воды выше 95–115 °С, понижении разряжения в топке и понижении давления газа ниже 200 Па.

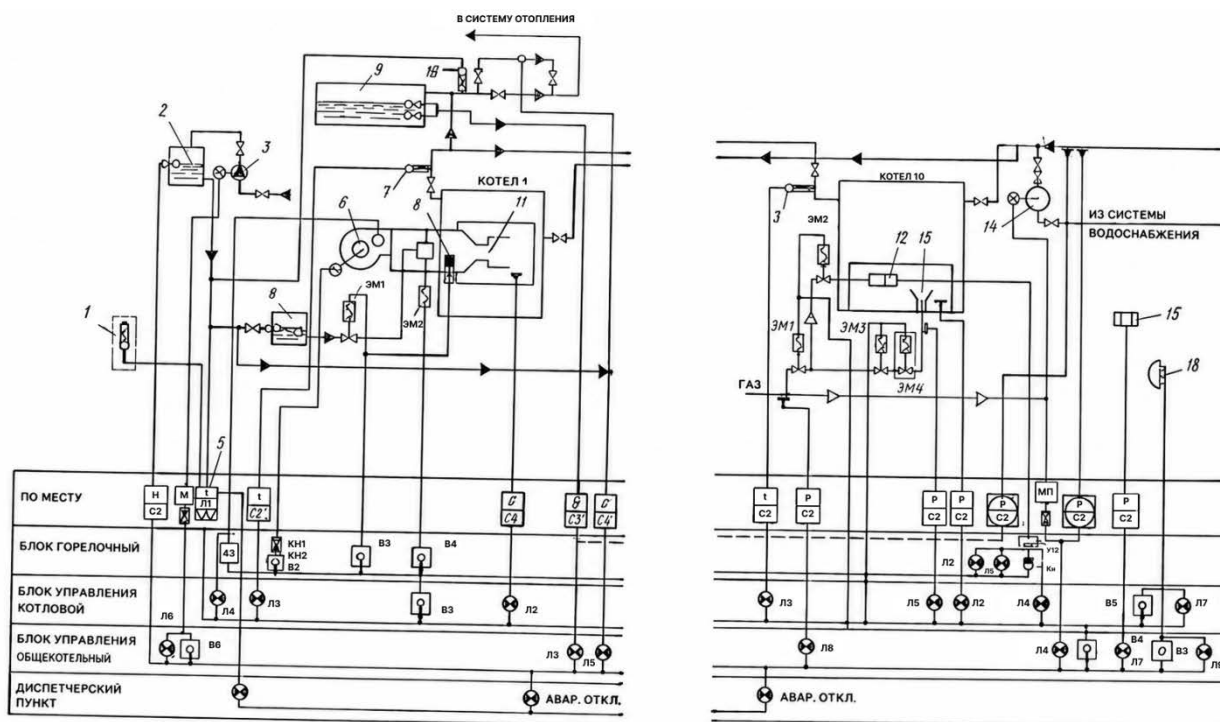


Рисунок 44. Общая функциональная электрическая схема автоматики «Пламя»:

- 1 – датчик наружной температуры; 2 – топливный бак; 3 – насос топлива;
- 4 – расходный бак топлива; 5 – регулятор температуры; 6 – вентилятор;
- 7 – датчик температуры воды в котле; 8 – запальник; 9 – расширительный бак;
- 10 – датчик температуры сетевой воды; 11 – топка; 12 – запальное устройство;
- 13 – горелка; 14 – насос водяной; 15 – датчик загазованности; 16 – звонок;
- Кн1, Кн2 – кнопки управления; У3, У12 – блок контроля пламени;
- В2–В5 – переключатель; Л1–Л9 – лампа сигнальная;
- ЭМ1–ЭМ4 – электромагнитный клапан

Теплопроизводительность котлов регулируют с помощью автоматики «Пламя» двухпозиционным изменением расхода топлива в соответствии с заданным отопительным графиком по команде от электронного регулятора температуры типа РПИБ-2С или потенциометрическим устройством с термопреобразователем. В соответствии с функциональной электрической схемой (см. рис. 44) система автоматики имеет отдельные контуры регулирования, которые обеспечивают нормальную работу котельной по технологическим параметрам: соотношение топливо–воздух, наличие тяги, уровень воды в расширительном баке, уровень жидкого топлива в расходном баке, поддержание стабильного давления газа. Система автоматики «Пламя» позволяет осуществить автоматический розжиг котла с общекотельного пульта управления, запоминание причины аварийного срабатывания автоматики безопасности и выдачу сигнала на диспетчерский пункт. Температура в системе

The diagram illustrates a control system for a gas boiler, featuring a main control circuit and a signal processing circuit. The main control circuit includes a pressure switch (Р3) and a pressure sensor (Р2). The signal processing circuit includes two relays (Э1, Э2) and two limit switches (КН1, КН2). The diagram is divided into two parts: a main control circuit and a signal processing circuit. The main control circuit includes a pressure switch (Р3) and a pressure sensor (Р2). The signal processing circuit includes two relays (Э1, Э2) and two limit switches (КН1, КН2).

КОНТ.	ЦЕПЬ	АДРЕС
1	~ 380 В	СЕТЬ
2	~ 380 В	"
3	~ 380 В	"
4	" 0 "	"

КОНТ.	ЦЕПЬ	АДРЕС
4	- 12 В	БУК
5	- 12 В	"
...		
9	ДАТЧИК ТЯГИ	БУК
8	ДАТЧИК ТЕМПЕРАТУРЫ	"
11	ПУСК ВЕНТИЛЯТОРА	"
15	ТРАСФОРМ. ЗАЖИГАНИЯ	"
13	ПОДАЧА ТОПЛИВА	"
14	ДИФФУЗОР	"
10	РЕЛЕ ПЛАМЕНИ	"

В1–В4 – ручной выключатель; Ф – фоторезистор; Д – электродвигатель;
Тр3 – трансформатор зажигания; Р – резистор; С – конденсатор; Р, Р1 – реле
и его контакты; ЭМ1, ЭМ2 – электромагнит; Э1 – датчик тяги; Э2 – датчик
температуры ; Кн1, Кн2 – кнопка; Л – лампа; Д1 – диод; Р – реле
поляризованное

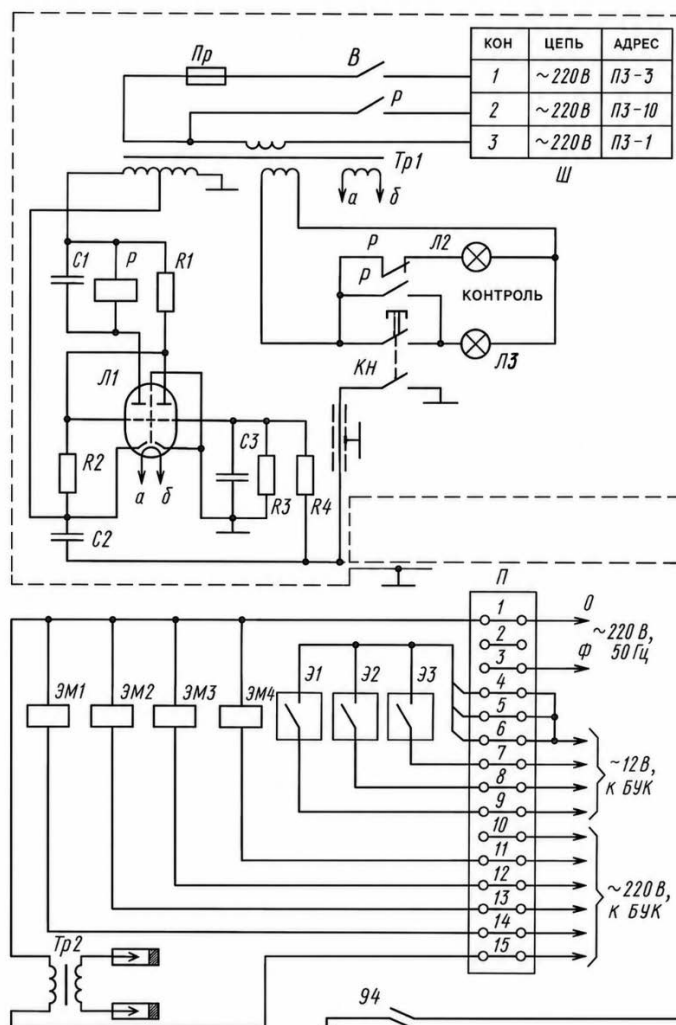


Рисунок 46. Схема блока горения газообразного топлива:

1–4 – резистор;

Ш – колодка; П – клеммный набор;

В – переключатель; Кн – кнопка; Л1–Л2 – лампа сигнальная;

Пр – предохранитель; Р – реле; Пр2 – трансформатор;

ЭМ1–ЭМ4 – электромагнит; Э1 – датчик тяги; Э2 – датчик температуры;

Э3 – датчик минимального давления; Э4 – запальник

Устройство автоматики. Пульт управления конструктивно оформлен в виде шкафа с смонтированными в него общекотельным и котловым блоками по количеству котлов. Датчик уровня воды прикреплен к расширительному баку, а изменение положения поплавка передается на закрепленный на оси рычажок с тремя постоянными магнитами, переключающими контакты аварийного и двух регулируемых уровней. Датчик циркуляции имеет измерительную заслонку, расположенную на подвижной оси. Расход воды через датчик устанавливают задвижкой на байпасе. Датчик тяги расположен в верхней части топки котла в патрубке, проходящем через обмуровку топки. При работе котла на жидком топливе с наддувом топку котла снабжают сигнализатором давления.

Управляющее устройство КУРС-101. В схемах автоматизации пароводогрейных котлов, работающих на газообразном или жидком топливе

(типа АВ-2), применяют управляющие устройства КУРС-101 (рис. 47). Управляющее устройство конструктивно выполнено по блочно-модульному принципу и включает панель управления и сигнализации (ПСУ), шкаф с поворотной рамой и шкаф магнитных пускателей.

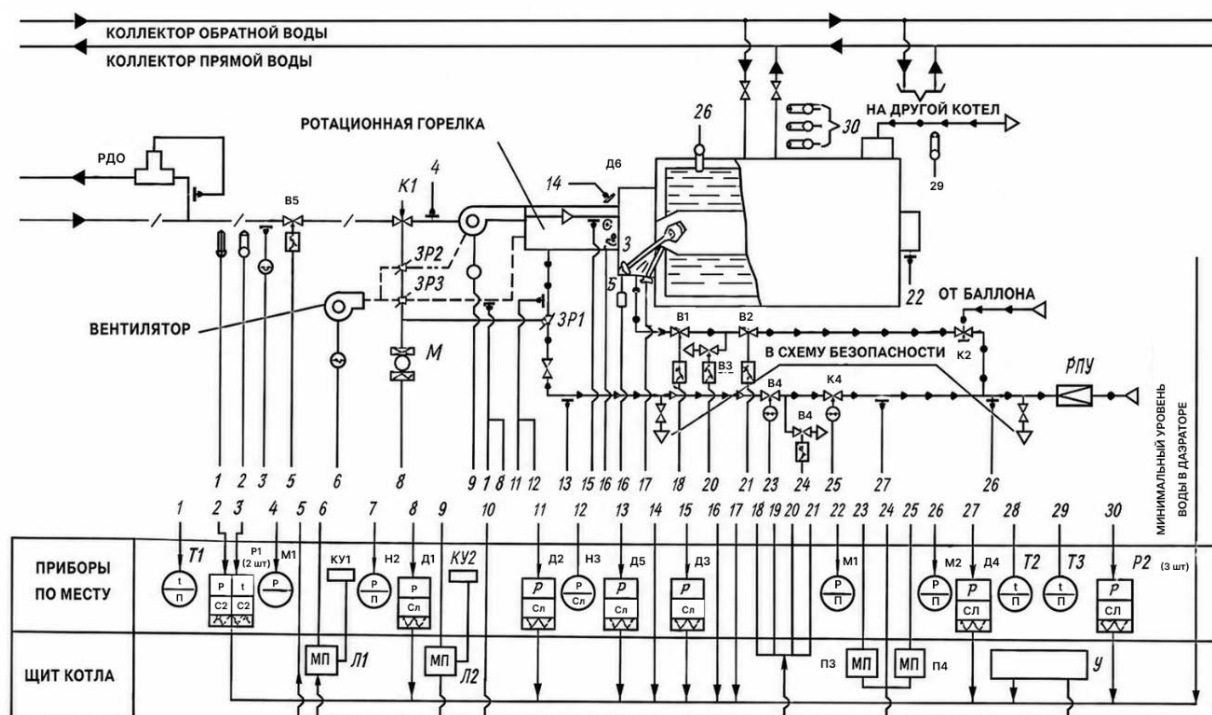


Рисунок 47. Принципиальная схема автоматизации котла типа АВ-2 с устройством КУРС-101:

Д1–Д5 – датчик-реле давления; КУ1, КУ2 – кнопка управления;
Н1–Н3 – напоромеры; П1–П4 – пускатель магнитный; Р1, Р2 – реле комбинированное с датчиками температуры и давления КРМ;
Т2, Т3 – термометр манометрический ТПГ-4; У – устройство управляющее КУРС-101; Б – бобина Б1А12-1; В1, В2 – нормально открытые вентили;
В3, В4 – нормально закрытые вентили; В5 – вентиль электромагнитный;
Д6 – датчик закрытия форсунки; ЗР1–ЗР3 – заслонки регулирующие;
З – запальник; И – ионизационный датчик; К1 – клапан регулирующий;
К2 – кран трехходовой; К3, К4 – клапан отсечный; М1, М2 – манометр;
М – МЭО; Т1 – термометр ртутный; Ф – фоторезистор

Система управления и сигнализации ПСУ имеет указатель типа ИПУ положения регулирующего органа, модули сигнализации С-01 и С-02 с индикаторными лампами, блок кнопок управления БКУ. Назначение этих модулей следующее. *Модуль С-01* является устройством автоматики безопасности, обеспечивая сигнализацию первопричины аварийного отключения котла: уровень воды предельно низкий или высокий; давление газа перед регулирующим органом высокое; температура мазута низкая; давление топлива перед клапаном отсекающим низкое; давление воздуха низкое; пламени

запальника нет; пламени основного факела нет; клапан-отсекатель не закрыт. Модуль С-02 сигнализирует о порядке выполнения операций пуска котла: предварительная вентиляция топки; зажигание запальника; факел горелки; температура воды (предельная); давление пара (предельное); послеостановочная вентиляция. О нормальной работе устройства сигнализирует индикаторная лампа «Работа»

В панель включены также индикаторные лампы «Газ», «Мазут» (о виде топлива); «Водогр», «Паровой» (о режиме работы котла); «Напряжение» (о наличии нормального напряжения питания на входе в устройство); «Авт. пит. насоса» (об автоматическом включении резервного питательного насоса при работе котла в паровом режиме); «Авария» (о наступлении аварийной ситуации по любому параметру). БКУ имеет кнопку «Пуск» включения логической схемы управляющего устройства и пуска котла; кнопки «Регулирование ВКЛ» и «Регулирование ОТКЛ» с модулем К-01; кнопку «Стоп» для отключения устройства и приведения схемы в исходное предпусковое состояние.

В шкафу с поворотной рамой размещены: блок П-11А для обеспечения электрического питания элементов схемы; блок V-04 для управления двигателем исполнительного механизма МЭО-4/100; блок Ф-03 для подачи напряжения на бобину зажигания Б-1, установленную на горелке котла.

Перечисленные устройства объединены в блок управления БУ-1. Здесь же размещены: блок переключателей БП-01 рода топлива (газ, мазут), режима работы (водогрейный, паровой), питательных насосов (№ 1, 2), опробования питательного насоса, нормальной работы вентилятора; блок реле Р-01, управляющий ЭИМ; блок Б-1 для размещения и межмодульного монтажа с помощью штепсельных разъемов. В шкафу магнитных пускателей расположена электропусковая установка.

Пуск котла производится нажатием кнопки «Пуск» при включенном электрическом питании и отсутствии сигналов, фиксирующих аварийное состояние какого-либо регулируемого параметра работы котла или предельное значение основного параметра температуры воды, давления пара. Происходит полное открытие регулирующих органов топлива и воздуха, что фиксируется указателем ИПУ. Далее включаются магнитные пускатели первичного воздуха (только при работе котла на мазуте) и вторичного воздуха, включается отсчет времени предварительной вентиляции. По истечении 120 ± 24 с автоматика выдает сигнал на ЭИМ, прикрывающий воздушную заслонку и регулируемую заслонку на подаче топлива до 20 % открытия, подается напряжение на бобину Б-1 и на клапан запальника. Если в течение времени 10 ± 2 с не произойдет розжига запальника, то с появлением сигнала «Авария» включится послеостановочная вентиляция, обесточатся клапан запальника и катушка зажигания. Через 60 ± 12 с останавливаются двигатели вентиляторов.

При нормальном розжиге запальника включается подача напряжения на клапаны-отсекатели газовой и мазутной линий, обесточивается катушка зажигания и производится розжиг горелочного устройства, на что требуется $7 \pm 1,4$ с (на газе) и $11 \pm 2,2$ с (на мазуте). Если за это время розжиг горелочного устройства не произойдет, то включится сигнал «Авария» и далее – работа по

описанной схеме. При нормальном розжиге горелочного устройства через 35 ± 7 с с момента пуска регулирующие органы топлива и воздуха переводятся в положение 40 % открытия, обесточиваются электромагниты запальника. Работа котла в режиме 40 %-й нагрузки продолжается в течение времени, оговоренного инструкцией по эксплуатации котла. Это время необходимо для равномерного прогрева всех его элементов, после чего кнопкой «Регулирование ВКЛ» работа котла переводится на автоматическое регулирование по двухпозиционному принципу поддержания основного параметра котла температуры горячей воды или давления пара. При этом происходит периодическое перемещение ЭИМ, регулирующих подачу топлива и воздуха в положения 40 и 100 % открытия заслонок.

Автоматическое регулирование котла прекращается нажатием кнопки «Регулирование ОТКЛ», после чего работа переводится на режим 40 %-й нагрузки. Полное отключение котла осуществляется нажатием на кнопку «Стоп», сопровождающимся обесточиванием сетей клапанов-отсекателей топлива, автоматическим перемещением регулирующих органов топлива и воздуха в положение 20 % открытия, включением послеостановочной вентиляции и обесточиванием цепей магнитных пускателей вентиляторов.

Работа автоматики безопасности КУРС-101 заключается в обесточивании цепи питания клапанов-отсекателей на линии подачи топлива в случае достижения предельного состояния регулируемого параметра. При этом регулирующие органы топлива и воздуха переводятся в положение 20 % открытия, после чего включается и затем выключается послеостановочная вентиляция. При снятии сигнала предельного состояния параметра и поступлении в управляющее устройство сигнала о нижнем пределе этого параметра схема вновь включается в работу, обеспечивая автоматический пуск котла в указанной выше последовательности. В случае аварии по понижению давления первичного или вторичного воздуха в схеме обесточиваются цепи магнитных пускателей, при этом послеостановочная вентиляция невозможна. Одновременно обесточиваются цепи питания клапанов-отсекателей топлива, что сопровождается погасанием ламп «Работа» и «Факел», регулирующие органы перемещаются в положение 20 % открытия.

Автоматика котлов Е-1/9-1М с горелочным устройством АР-90

Котлы Е-1/9-1М, работающие на жидком топливе, оборудуют горелочными устройствами АР-90. Для защиты котла подача топлива автоматически прекращается при понижении уровня воды в барабане ниже допустимого, при повышении давления пара выше допустимого, при коротком замыкании и перегрузке электродвигателей. Предусмотрено автоматическое управление питательным насосом, дымососом и форсункой (рис. 48). Имеются световая сигнализация за работой котла и аварийная звуковая сигнализация. Работа автоматики сосредоточена на щите управления. Датчиками системы автоматики являются уровнемерная колонка (УК) и контактный датчик давления (АДД), а исполнительными органами – электродвигатели насоса и дымососа. Для

аварийного выключения форсунки служит электромагнитный клапан-отсекатель (ЭМ), установленный на подаче топлива к форсунке.

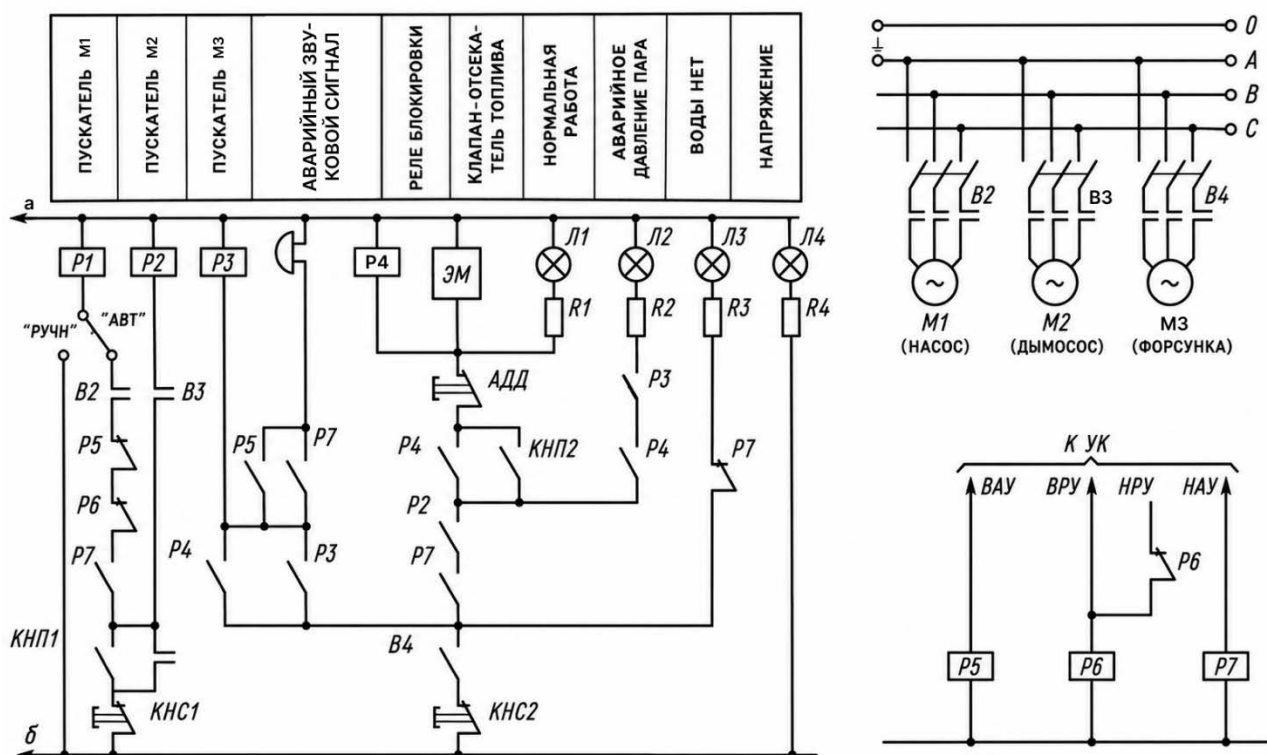


Рисунок 48. Схема автоматики котлов Е-1/9-1М с горелочным устройством типа АР-90

Пуск котла осуществляется поворотом переключателя В1 (на схеме не показан) в положение «ВКЛЮЧЕН». При этом на схему подается напряжение и включается лампа Л4 «НАПРЯЖЕНИЕ». Если уровень воды ниже допустимого (НАУ), то реле Р7 обесточено и своими контактами включает сигнальную лампу Л3 «ВОДЫ НЕТ», разрывает цепь включения клапана-отсекателя и электродвигателя питательного насоса. В этом случае котел подпитывается вручную. При достижении НАУ в уровнемерной колонке срабатывает реле Р7, гаснет лампа Л3. Переключатель ставится в положение «АВТОМАТИЧЕСКОЕ», чтобы включить схему регулирования уровня воды. При нажатии на кнопку КнП1 (ПУСК) включаются питательный насос и дымосос. После вентиляции топки приступают к розжигу запального факела и пуску форсунки, для чего нажимают кнопку КнП2. При этом включаются клапан-отсекатель топлива и реле блокировки Р4, которое своим замыкающим контактом включает пускатель двигателя М3. Зажигается зеленая сигнальная лампа Л1 «НОРМАЛЬНАЯ РАБОТА».

Автоматическое регулирование уровня воды в котле осуществляется с помощью двухпозиционного регулятора в пределах НРУ-ВРУ. Как только в УК уровень воды достигнет верхнего электрода (ВРУ), срабатывает реле Р6 и своими контактами разрывает цепь питания пускателя питательного насоса, прекращая подачу воды в котел. При снижении уровня воды до НРУ происходит замыкание

контактов реле Р6, включающее питательный насос. Если произошел упуск уровня воды (НАУ), то разрывается цепь питания реле Р7, которое своими контактами отключает клапан-отсекатель (ЭМ), реле блокировки Р4 и магнитный пускатель питательного насоса, одновременно включая лампу ЛЗ «ВОДЫ НЕТ» и звуковой сигнал. Электродвигатель форсунки и дымосос продолжают работать.

Для отключения подачи топлива при повышении давления пара в котле используется датчик АДД, который размыкает свои контакты в цепях питания клапана-отсекателя топлива (ЭМ), реле Р4 и лампы Л1 «НОРМАЛЬНАЯ РАБОТА». Одновременно реле Р4 замыкает свои контакты, включая сигнальную лампу Л2 «АВАРИЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ ПАРА». Электродвигатели форсунки, дымососа и питательного насоса продолжают работать. Нажатием кнопки КнС2 останавливается работа форсунки, и лампа Л2 гаснет. Для последующего пуска горелочного устройства необходимо открыть полностью шибер дымососа и произвести вентиляцию топки нажатием на кнопку «ПУСК» питательного насоса и дымососа. Нажатием на кнопку «ПУСК» форсунки включают ее в работу, при этом загорается лампа «НОРМАЛЬНАЯ РАБОТА». Для регулирования подачи топлива медленно открывают ручной вентиль, убедившись в зажигании мазутного факела. После полного открытия вентиля давление топлива регулируют с помощью ручки топливного насоса форсунки.

Обслуживание систем автоматики котлов

При эксплуатации котельной установки, независимо от вида системы автоматики, осуществляют теплотехнический контроль и регулирование параметров работы котлов, производят поддержание котлов вспомогательного оборудования в рабочем состоянии и обеспечивают безопасность, долговечность и надежность их работы. Непосредственно после пуска котельной и наладочных испытаний котлов производят настройку всех автоматических приборов на заданные параметры. Наладку осуществляют в соответствии с заводскими инструкциями, на основе которых проверяются все датчики, регулирующие устройства, задатчик, исполнительные механизмы, правильность комплектации и сборки щитов управления и сигнализации. В результате наладки составляют характеристику режимов автоматики и дают рекомендации по обслуживанию котельной, включая режимные карты котлов.

Для обеспечения безаварийной работы автоматизированных котельных необходимо проводить профилактическое обслуживание систем автоматики, одним из элементов которого является проведение периодических осмотров и проверки оборудования. Периодичность осмотров и проверок зависит от вида и степени надежности работы автоматики, от устойчивой работы отопительной системы котельной, от системы (работы газоснабжающей стабильности ГРУ) или снабжения жидким топливом. При наружном осмотре проверяют исправность действия систем автоматики. Периодическую проверку осуществляют для контроля исправности газового, теплового и механического оборудования котельной. При этом в первую очередь обращают внимание на состояние устройств автоматической защиты, непрерывность и надежность

действия которых не самоконтролируются, а также на проверку систем блокировок.

Важнейшим элементом проверки исправности автоматики является определение четкости срабатывания устройств автоматики безопасности при нарушении нормальных режимов работы котлов (погасание пламени, превышение давления пара или температуры воды на выходе, прекращение циркуляции, выпуск воды, падение разрежения в топке). Все случаи таких нарушений обычно фиксируют в оперативно-эксплуатационных журналах котельной. При проверке могут создаваться искусственные нарушения режимных параметров работы котлоагрегата с целью опробования работы системы сигнализации, а также срабатывания отсечных устройств. Опробование системы сигнализации заключается в фиксировании срабатывания сигнальных ламп и звуковых сигналов на щите управления при возникновении аварийных режимов.

При наличии в системе автоматики механических и гидравлических элементов следят за тем, чтобы в этих устройствах не было коррозии подвижных частей, заеданий при срабатывании. В электрических схемах следят за чистотой контактов, периодичность промывки которых должна быть оговорена в инструкции по эксплуатации автоматики. Каждое посещение котельной проверяющим лицом фиксируют в специальном журнале, в котором отмечают время осмотра, показания контрольно-измерительных приборов, какие работы произведены, приемы имитации аварийных режимов, результаты осмотра и рекомендации по отладке приборов.

При повседневной эксплуатации котельной профилактическое обслуживание систем автоматики сводится к проверке: а) плотности всех соединений, запорных устройств системы автоматики, отсутствия утечек газа; б) срабатывания клапана-отсекателя или электромагнитного клапана при отсутствии тяги, превышении давления пара в котле, уменьшении давления газа в командных линиях автоматики; в) срабатывания клапана-отсекателя при погасании пламени запальника; г) работы регулятора расхода воздуха, регулятора тяги, регулятора давления газа; д) работы регуляторов технологических параметров котлоагрегата-стабилизатора давления пара и регулятора уровня воды; е) работы системы сигнализация. Важнейшим мероприятием при повседневном обслуживании автоматики котельных является своевременный ремонт или замена вышедших из строя приборов или командных линий и организация профилактических работ, регламентируемых заводскими и производственными инструкциями.

Естественная и искусственная тяга в котельной установке

Непрерывное движение продуктов горения по газовому тракту котла и поступление в топку воздуха, необходимого для горения топлива, создается побудительным действием дымовой трубы (естественная тяга). При этом газовый тракт котла находится под разрежением, некоторым зависящим от величины тяги.

Последняя определяется разностью абсолютных давлений холодного наружного воздуха и продуктов горения, заполняющих дымовую трубу:

$$p_{\text{возд}} = p_{\text{атм}} + H_{\text{тр}} \cdot \gamma_{\text{в}} - \text{давление воздуха, Па (кгс/м}^3\text{)};$$

$$p_{\text{газ}} = p_{\text{атм}} + H_{\text{тр}} \cdot \gamma_{\text{г}} - \text{давление газов в трубе, Па (кгс/м}^3\text{)}$$

Отсюда тяга, создаваемая трубой, равна:

$$S_{\text{ест}} = p_{\text{возд}} - p_{\text{газ}} = H_{\text{тр}}(\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{г}}),$$

где $p_{\text{атм}}$ – атмосферное давление, Па (кгс/м³); $H_{\text{тр}}$ – высота дымовой трубы, м; $\gamma_{\text{в}}, \gamma_{\text{г}}$ – плотность воздуха и дымовых газов, кгс/м³.

Таким образом, величина естественной тяги зависит только от высоты дымовой трубы и разности плотностей наружного воздуха и дымовых газов. В условиях работы котлоагрегата, т. е. при высокой температуре уходящих газов (200–300 °С), плотность дымовых газов оказывается намного меньше плотности атмосферного воздуха, который при нормальных условиях (γ_0) равен 1,29 кгс/м³. Зависимость воздуха или дымовых газов от температуры выражается соотношением:

$$\gamma = \gamma_0 \frac{273}{T}.$$

Кроме того, плотность воздуха и дымовых газов зависит от барометрического давления $p_{\text{атм}}$

$$\gamma = \gamma_0 \frac{p_{\text{атм}}}{760}.$$

Учитывая это, можно получить следующее расчетное соотношение для проверки естественной тяги:

$$S_{\text{ест}} = 0,465 H_{\text{тр}} \frac{p_{\text{атм}}(T_{\text{у.г}} - T_{\text{нар}})}{T_{\text{у.г}} \cdot T_{\text{нар}}},$$

где $T_{\text{у.г}}$ – температура уходящих газов в дымовой трубе, К; $T_{\text{нар}}$ – температура наружного воздуха, К.

Требуется проверить достаточность естественной тяги, создаваемой дымовой трубой $H_{\text{тр}} = 30$ м, для работы котла на полной нагрузке при гидравлическом сопротивлении его тракта 280 Па. Температура наружного воздуха $T_{\text{нар}} = 298$ К (25 °С для летних условий); температура дымовых газов $T_{\text{у.г}} = 300 + 273 = 573$ К. Давление атмосферы, если это специально не оговаривается, можно принимать равным 750 мм рт. ст. Подставляя в приведенную выше формулу имеющиеся данные, получим, что величина тяги

$$S_{\text{ест}} = 0,465 \cdot 30 \frac{750(573 - 298)}{573 \cdot 298} = 17 \text{ кгс/м}^2 (170 \text{ Па})$$

оказывается меньше необходимой и, следовательно, котлоагрегат должен быть снабжен дымососом. Основными параметрами дымососов и дутьевых вентиляторов являются: производительность Q (м³/ч) и полный напор H_d (кгс/м³ или Па).

Производительность дымососа определяют по фактическому расходу дымовых газов с коэффициентом запаса 10 %. Расход ($\text{м}^3/\text{ч}$) дымовых газов находят по формуле:

$$V_{y.g} = B(V_{п.с} + \Delta\alpha V_B^0) \frac{T_{y.g}}{273},$$

где B – расход газа горелками котла, $\text{м}^3/\text{ч}$; $V_{п.с}$ – объем продуктов сгорания, получаемых при сжигании 1 м^3 газа с коэффициентом избытка воздуха, м^3 ; $\Delta\alpha$ – величина присосов воздуха, равная разности коэффициентов избытка воздуха перед дымососом и в топке: $\Delta\alpha = \alpha_y - \alpha_T$; V_B^0 – теоретический расход воздуха для горения топлива, $\text{м}^3/\text{м}^3$

Входящий в эту формулу объем продуктов сгорания определяют из выражения:

$$V_{п.с} = \alpha_T V_B^0 + 1.$$

Производительность дымососа при сжигании в котле $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ природного газа с коэффициентом избытка воздуха в топке $\alpha_T = 1,1$ и за котлом $\alpha_y = 1,8$ при температуре уходящих газов 573 К равна:

$$Q_d = 1000(11,5 + 0,7 \cdot 9,5) \frac{573}{273} = 42\,000 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где объем продуктов сгорания природного газа равен: $V_{п.с} = 1,1 \cdot 9,5 + 1 = 11,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а величина присосов воздуха $\Delta\alpha = 1,8 - 1,1 = 0,7$.

Полный напор дымососа складывается из разрежения на всасывающей стороне и напора на нагнетательной стороне дымососа

$$H_d = H_{вс} + H_{наг}.$$

В свою очередь, разрежение (Па) на всасывающей стороне дымососа складывается из разрежения в верхней части топки, которое принимают равным 20 Па , и суммарного сопротивления газового тракта, включая потери во всасывающем патрубке дымососа:

$$H_{вс} = \sum \Delta S_{вс} + 20.$$

Напор на нагнетательной стороне расходуется на преодоление сопротивления газового тракта после дымососа за вычетом естественной тяги

$$H_{наг} = \sum \Delta T_{наг} - S_{ест}.$$

Таким образом, полный напор дымососа равен:

$$H_d = (\omega \sum S_{пот} + 20) - S_{ест},$$

где $\sum S_{пот}$ – суммарные гидравлические потери всего тракта котлоагрегата:

$$\sum S_{пот} = \sum \Delta T_{наг} + \sum \Delta S_{наг}.$$

В рассмотренном выше примере определения естественной тяги недостающая величина разрежения составляет $(280 + 20) - 170 = 130 \text{ Па}$ и должна быть покрыта за счет искусственной тяги.

Гидравлическое сопротивление газового тракта котельного агрегата создается:

а) на всасывающей стороне дымососа: $\Delta S_{\text{т}}$ — необходимым разрежением в топке 20 Паскаль; $\Delta S_{\text{к}}$ — сопротивлением котла; $\Delta S_{\text{ш}}$ — сопротивлением регулирующего шиберов за котлом; $\Delta S_{\text{эк}}$ — сопротивлением экономайзера; $\Delta S_{\text{бор}}$ — потерями в соединительном дымоходе (борове); $\Delta S_{\text{н.а}}$ — потерями в направляющем аппарате дымососа;

б) на нагнетательной стороне дымососа: $\Delta S_{\text{диф}}$ — сопротивлением диффузора между дымососом и дымовой трубой; $\Delta S_{\text{тр}}$ — потерями на трение газов о стенки трубы; $\Delta S_{\text{дин}}$ — динамическим напором, теряемым с выходной скоростью в устье дымовой трубы.

Перечисленные сопротивления отложены на графике (рис. 49), показывающем величину разрежения в различных сечениях газового тракта котлоагрегата. Этот график представляет большое удобство при рассмотрении различных способов регулирования тяги. В итоге требуемое разрежение в топке может быть отрегулировано: поддувальной дверцей (при естественном подводе воздуха в топку), шибером за котлом, шибером или направляющим аппаратом дымососа, шибером перед дымовой трубой. Выгоднее всего применять такой способ регулирования тяги, при котором газовый тракт котла попадает под наименьшее разрежение, а это может быть достигнуто регулированием тяги заслонкой, ближайшей к дымовой трубе (в данном случае удобнее всего шибером за котлом).

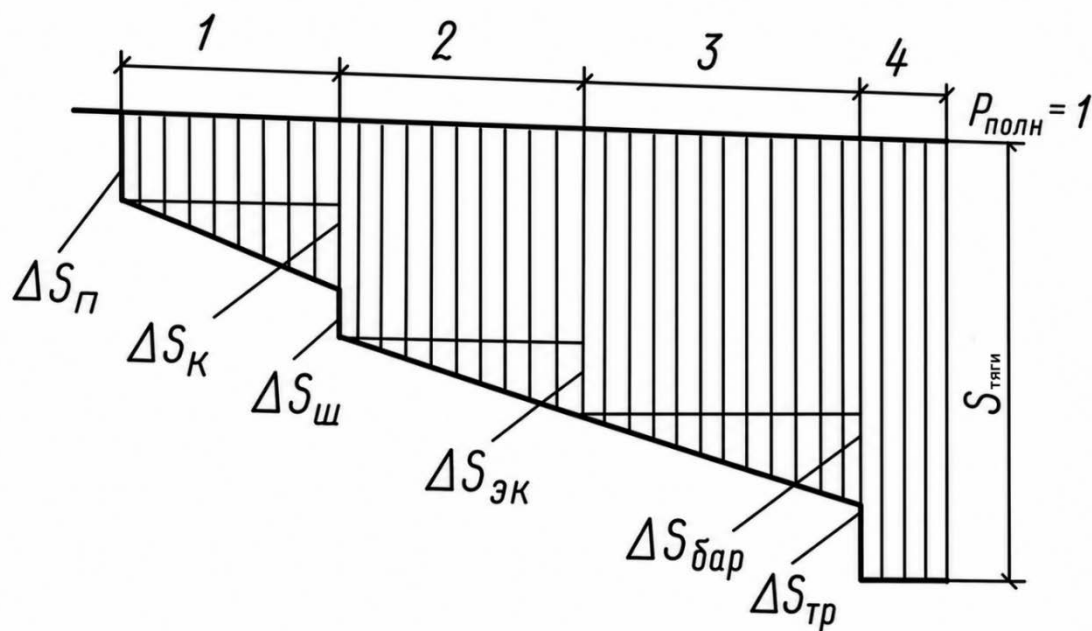


Рисунок 49. График разрежений по газовому тракту котла:
1 — топка и газоходы; 2 — экономайзер; 3 — борова; 4 — труба

Избыточный напор дымососа может быть погашен также дроссельной заслонкой. Однако этот способ, являясь наиболее простым, в то же время наименее экономичен, так как мощность машины снижается только за счет

уменьшения расхода, а остающийся напор поглощается дросселированием. Более выгодно и целесообразно регулировать работу дымососа направляющим аппаратом, устанавливаемым во всасывающем патрубке дымососа. Этот аппарат (осевого типа) состоит из радиальных лопаток, которые могут одновременно поворачиваться вокруг своих осей, закручивая поток газов в направлении вращения ротора. Радиальные оси лопаток при помощи рычагов связаны с кольцом, расположенным на внешней поверхности всасывающего патрубка и приводимым в движение рукояткой. При автоматическом регулировании тяги рукоятка сочленяется с приводом исполнительного механизма.

В настоящее время широко применяют упрощенный аппарат, который располагают на прямом участке всасывающего короба дымососа. Он выполнен в виде языковой поворотной лопатки, которая может частично или полностью закрывать сечение короба, поворачиваясь вокруг оси, закрепленной в стенке короба. При полном открытии языковая лопатка не влияет на работу дымососа, а при частичном вызывает закручивание потока по направлению вращения колеса. Упрощенный направляющий аппарат дает 30–35 % экономии электроэнергии по сравнению с регулированием обычной заслонкой.

Руководитель котельной должен хорошо изучить работу тягодутьевых устройств в котельной, в частности знать, при какой нагрузке котлов и при каких атмосферных условиях можно перейти на естественную тягу, выключив дымососную группу. Это важно не только для экономии электроэнергии, но и для обеспечения долговечности дымососной установки, срок службы которой при непрерывной работе составляет не более пяти лет. По той же причине не следует пускать в работу дымосос при работе котла без экономайзера, снижающего температуру уходящих газов. Так, при температуре газов около 300 °С срок службы дымососа сокращается более чем вдвое. Индивидуальная установка дымососа у каждого котла значительно улучшает гидравлическую характеристику газового тракта, так как исключается подсос воздуха через дымоходы неработающих котлов.

В условиях работы котельной, особенно при первоначальном пуске котлов, наблюдаются неоднократные нарушения тяги, доставляющие немало забот обслуживающему персоналу. При неустойчивой тяге невозможна работа автоматики котельной, так как нарушения тяги приводят к выключению подачи газа и требуют дежурства в котельной. В связи с этим большое значение имеет режим работы котельной: количество включенных котлов и их нагрузка. При низкой нагрузке котла температура уходящих газов резко снижается, что приводит к плохому прогреву дымовой трубы и ухудшению естественной тяги. Поэтому в случае необходимости снижения нагрузки котельной целесообразнее иметь в работе один котел с номинальной нагрузкой, чем два или три с пониженной. При полном отсутствии тяги перед включением котлов в работу прогрев дымовой трубы производится искусственным способом.

С этой целью у основания трубы необходимо предусмотреть установку герметичного люка, через который можно проникнуть внутрь трубы. При отсутствии такого люка у основания трубы разбирают кирпичную кладку и на стальном листе раскладывают костер. Перед пуском котла остатки углей удаляют,

а разобранное отверстие закладывают кирпичом на глиняном растворе. Эти работы производятся под руководством лица, ответственного за котельную.

При эксплуатации котельных часто пренебрегают простыми и доступными средствами контроля за работой котла по величине разрежения, температуре уходящих газов и составу продуктов горения топлива. Внимательное отношение к этим измеряемым параметрам позволяет выявить многие неполадки в работе. Например, падение температуры продуктов сгорания за котлом может свидетельствовать об увеличении разрежения сверх нормального, возрастании коэффициента избытка воздуха в топке – об образовании неплотностей в газовом тракте. Повышение температуры продуктов сгорания может произойти вследствие: недостатка воздуха для горения, падения разрежения в топке, загрязнения поверхности нагрева котла, неудовлетворительной циркуляции в котле. Особенно важен контроль за тягой, так как это связано в наибольшей мере с безопасностью работы котлоагрегата на газовом топливе. Для этой цели применяют несколько видов тягомеров, среди которых простейшим является жидкостный.

Дымоотводящие каналы и газоходы котельной

Расположение дымоотводящих каналов котельной должно обеспечивать кратчайший путь удаления продуктов сгорания при возможно меньшем числе поворотов. Острые грани и выступы в кладке для снижения гидравлических местных сопротивлений следует тщательно зачистить. С этой же целью дымоходы от котлов и сборный боров необходимо присоединять под наименьшим углом. Следует избегать такого устройства каналов, при котором дымовые газы вынуждены опускаться вниз. Это создает опасность возникновения «газовых мешков», в которых возможно скопление горючего газа при его случайных утечках через неплотную запорную арматуру перед горелками. В случае крайней необходимости устройства нисходящих каналов «газовые мешки» должны быть соединены продувочными отводами со специальным вентиляционным каналом или непосредственно с дымовой трубой. Кроме того, в этих местах следует устанавливать взрывные клапаны. На дымоходах до присоединения их к сборному коллектору не допускается устраивать какие-либо соединительные перемычки.

Материалом для изготовления дымоходов могут служить красный кирпич 1-го сорта, жаростойкий бетон и листовая сталь. Металлические дымоотводящие каналы, обладая наибольшей плотностью, в то же время недолговечны вследствие коррозии, а также допускают охлаждение уходящих газов, что сказывается на естественной тяге. Силикатный кирпич не рекомендуется применять для сооружения дымоотводящих каналов из-за малой его влагостойчивости. Появление влаги, вызывающее разрушение дымохода из такого кирпича, возможно не только при охлаждении дымовых газов до точки росы, но и из грунта, из неплотных близко расположенных водоводов при останове котельной на длительный период и т. п. В любом случае дымоход должен быть защищен от возможного проникания влаги.

Дымоотводящий тракт должен иметь по проекту лючки и лазы, позволяющие контролировать его состояние (отсутствие завалов, загрязнений и т. д.) на любом участке от котла до дымовой трубы. Лазы следует располагать так, чтобы между каждыми соседними лазами продукты горения двигались по прямой линии. Устанавливаемые на газовом тракте шиберы (дроссельные заслонки) предназначены для регулирования разрежения путем создания сопротивления проходу газов и отключения неработающих котлов, дымососов, экономайзеров, обводных участков и т. п. от общего газового тракта. Отсюда возникает необходимость установки шиберов на каждом отдельном борове от котла к сборному дымоходу, на обводных линиях (байпасах) экономайзеров, до и после экономайзера и перед дымососом (если не имеется направляющего аппарата).

Наибольшую плотность отключения тракта дает неповоротный тип шибера, состоящий из неподвижной рамки, заделанной в кладку, и чугунного полотна, движущегося в пазах этой рамки. В верхней части полотна имеется «язык» с отверстием для пропуска троса, при помощи которого регулируется положение шибера. Трос перекидывается через два неподвижных блока, один из которых укреплен над шибером, а другой – у места управления шибером (на фронте котла). Щель у шибера следует уплотнить специальным чехлом из кровельной стали. При работе котлов на газовом топливе без экономайзера в полотне шибера вырезают отверстие, размер которого и число (одно-два) определяются расчетом. Через отверстия в шибере осуществляется непрерывное проветривание топок неработающих котлов. Площадь сечения отверстия не должна быть слишком большой, так как это приводит к неоправданно высоким присосам воздуха и может вызвать нарушение тяги. Количество воздуха ($\text{м}^3/\text{ч}$), просасываемого через отверстие, можно приближенно определить по формуле

$$V_{\text{вент}} = 8750 F_0 \sqrt{S_{\text{шиб}}},$$

где F_0 – сечение отверстия, м^2 ; $S_{\text{шиб}}$ – разрежение в дымоход за шибером.

Сечения дымоходов, обводных каналов и дымовой трубы определяют строго по расчету, чтобы избежать неоправданного завышения затрат на строительство и не допустить увеличения гидравлических потерь сверх обусловленных тягой. Особенно внимательно следует проверять сечение обводных линий, открываемых в период розжига котла или остановки на ремонт дымососа. При использовании этих линий должна быть определена их пропускная способность в расчете на естественную тягу. Полученное расчетом сопротивление газового тракта сравнивают с располагаемой тягой, чтобы в результате оставался некоторый запас тяги при наиболее неблагоприятных условиях (зимой – на полной нагрузке котельной, летом – из условий температуры наружного воздуха наиболее теплого месяца). Одновременно выясняют вопрос о необходимости установки дымососа или наращивания дымовой трубы.

Гидравлическое сопротивление канала движения газов складывается из потерь напора на трение и на местные сопротивления (повороты, сужения и т. п.)

$$S = S_{\text{тр}} + S_{\text{м.с}},$$

где $S_{\text{тр}}$ — потери напора на трение, Па (кгс/м²); $S_{\text{м.с}}$ — то же на местные сопротивления, Па (кгс/м²).

Потери на трение обычно составляют небольшую долю (10–20 %) от местных сопротивлений и в целях упрощения расчетов могут быть приняты с некоторым запасом ($S_{\text{тр}} = 0,2 S_{\text{м.с}}$). Оба вида потерь зависят главным образом от скорости движения потока (м/с), вычисляемой по формуле:

$$\omega = \frac{V_{\text{у.г}}}{3600 F_{\text{д}}},$$

где $V_{\text{у.г}}$ — часовой расход дымовых газов в дымоходе с учетом присосов воздуха и с поправкой на температуру газов (см. при меры определения производительности дымососа), м³/ч. $F_{\text{д}}$ — площадь сечения дымохода, м².

Величину потерь $S_{\text{м.с}}$ рассчитывают по формуле гидравлики:

$$S_{\text{м.с}} = \sum \zeta \frac{\omega^2}{2g} \gamma,$$

где $\sum \zeta$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений на участке с маломеняющейся скоростью; γ — плотность газов при нормальных условиях.

В расчете следует учитывать снижение температуры дымовых газов в зависимости от величины присосов воздуха. В боровых небольших котельных охлаждение газов составляет 20–25 °С. Ниже дан пример поверочного расчета дымоходов котельной с целью определения достаточности естественной тяги. Расчетная схема дымоходов приведена на рисунке 50.

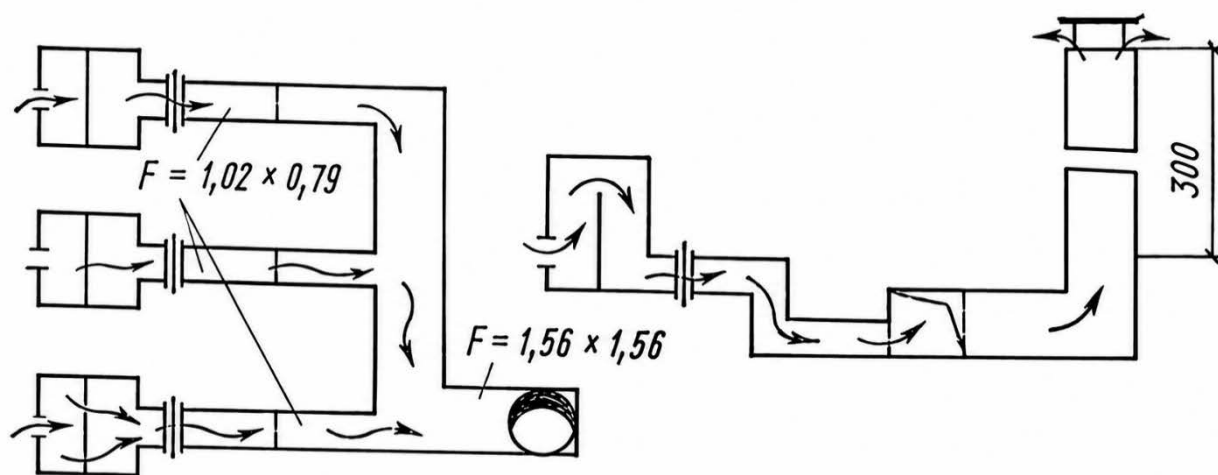


Рисунок 50. Расчетная схема дымоходов

Пример. В котельной установлены три котла ДКВР-4 с расходом природного газа на один котел 310 м³/ч при номинальной нагрузке. Газовое сопротивление котла без экономайзера составляет по паспорту 0,045 МПа (4,5 кгс/м²). Температура продуктов горения за котлом $T_{\text{у.г}}$ — 523 К (250°С).

Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_T = 1,1$ и за котлом $\alpha_K = 1,5$, а присосы в газоходах и борове $\Delta\alpha = 0,4$. Тяга создается металлической дымовой трубой высотой $H_{тр} = 30$ м, диаметром 1,5 м. Температура воздуха в котельной 298 К. Необходимое разрежение в топке $-0,02$ кПа (2 кгс/м²); барометрическое давление -760 мм рт. ст.

Решение. Расчет производим для переходного сезона (+10°C) при работе всех котлов. Температура уходящих газов в дымовой трубе с учетом охлаждения продуктов сгорания в среднем на 22 °С составляет $T_{y.r} = 501$ К. Тогда естественная тяга будет равна:

$$S_{ест} = 0,465 \frac{30 \cdot 750 (501 - 283)}{501 \cdot 283} = 164 \text{ кгс/м}^2 (164 \text{ Па}).$$

Потери давления определяем для наиболее удаленного от дымовой трубы котла. Для этого газовый тракт котла необходимо разбить на участки с одинаковыми сечением и скоростью газов. Коэффициенты местных сопротивлений определяем по графикам на рисунках 51 и 52.

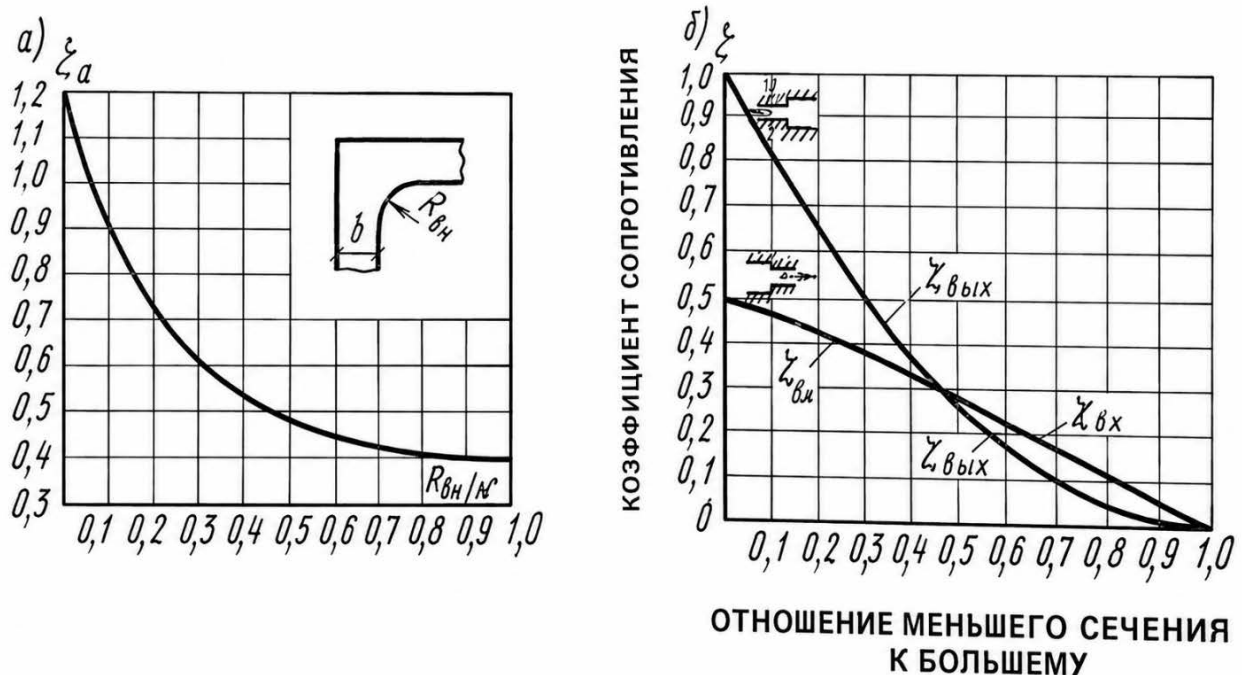


Рисунок 51. Коэффициенты местного сопротивления каналов:
а – при повороте; б – при изменении сечения

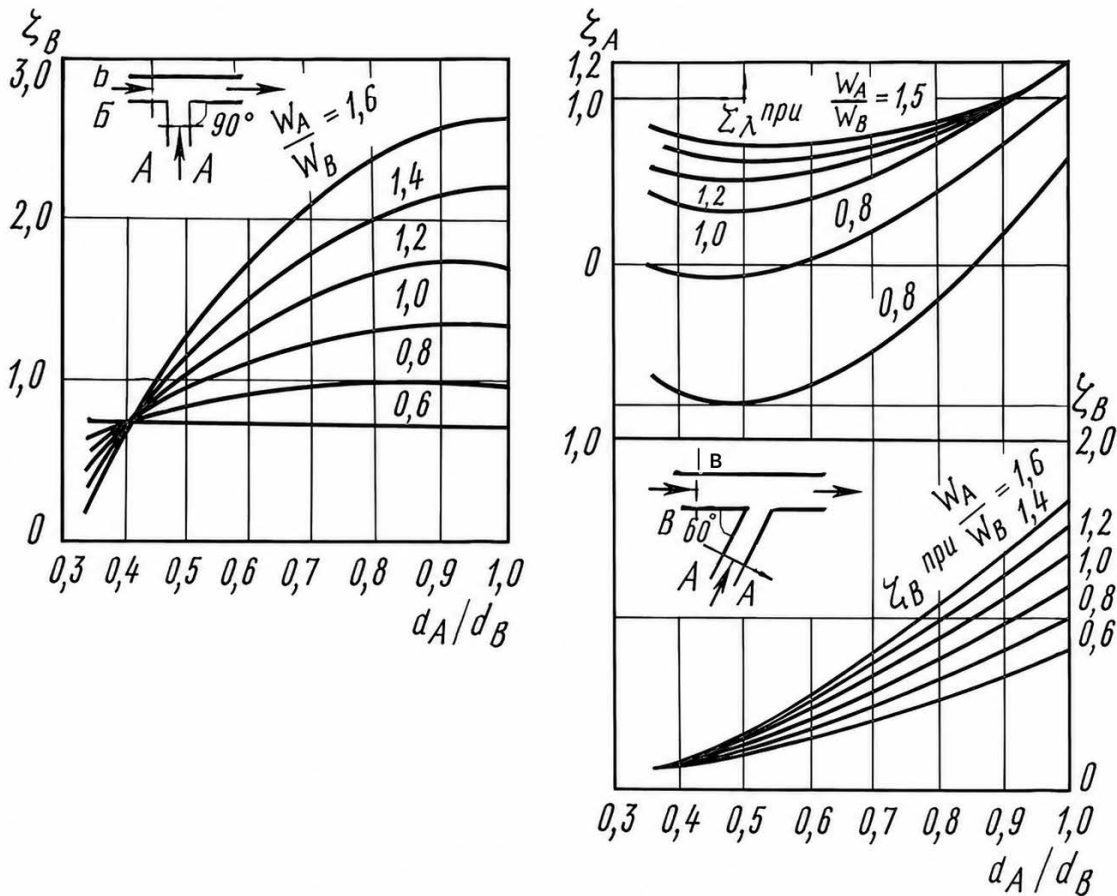


Рисунок 52. Коэффициенты местного сопротивления тройников при слиянии потоков

а) Участки 1-2 и 2-3. Сопротивления: шибер $\zeta_{\text{ш}} = 0,2$; два поворота на 90° при опускании бора $\zeta_{\text{пов}} = 2 \cdot 1,2 = 2,4$; выход в сборный бор $\zeta_{\text{вых}} = 0,45$; поворот в бор $\zeta_{\text{пов}} = 1,2$; изменение сечения при выходе $\zeta_{\text{и.с}} = 0,3$; сумма коэффициентов местных сопротивлений равна:

$$\sum \zeta_{1-3} = 0,2 + 2,4 + 0,45 + 1,2 + 0,3 = 4,55;$$

расход дымовых газов в борове

$$V_{1-3} = B(V_{\text{п.с}} + \Delta \alpha V_{\text{в}}^0) \frac{T_{\text{у.г}}}{273} = 310(11,5 + 0,4 \cdot 9,5) \frac{523}{273} = 9100 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}};$$

скорость дымовых газов равна:

$$\omega_{1-3} = \frac{9100}{3600 \cdot 1,02 \cdot 0,79} = 3,13 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

потеря давления на участке 1-3

$$S_{1-3} = 4,55 \frac{3,13^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 29,3 \text{ Па} \left(2,93 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} \right).$$

б) Участок 3-4. Сопротивление: тройник на проходе $\zeta_{3-4} = 0,4$; скорость потока

$$\omega_{3-4} = \frac{9100}{3600 \cdot 1,56 \cdot 1,56} = 1,04 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

потеря давления

$$S_{3-4} = 0,4 \frac{1,04^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 0,3 \text{ Па} \left(0,03 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} \right).$$

в) Участок 4-5. Сопротивления: поворот борова $\zeta_{\text{пов}} = 1,2$; тройник на ответвлении $\zeta_{\text{отв}} = 0,7$; скорость газов равна:

$$\omega_{4-5} = \frac{9100 \cdot 2}{3600 \cdot 1,56 \cdot 1,56} = 2,08 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

потеря давления

$$S_{4-5} = (1,2 + 0,7) \frac{2,08^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 5,4 \text{ Па} \left(0,54 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} \right).$$

г) Участок 5-6. Сопротивление: поворот потока $\zeta_{\text{пов}} = 1,2$; скорость газов

$$\omega_{5-6} = \frac{9100 \cdot 3}{3600 \cdot 1,56 \cdot 1,56} = 3,12 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

потеря давления

$$S_{5-6} = 1,2 \frac{3,12^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 7,8 \text{ Па} \left(0,78 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} \right).$$

д) Дымовая труба. Сопротивление: выход $\zeta_{\text{вых}} = 1$; скорость газов

$$\omega_6 = \frac{9100 \cdot 3,4}{3600 \cdot 1,5^2} = 3,37 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

потеря давления

$$S_6 = 1 \frac{3,37^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,29 = 6,6 \text{ Па} \left(0,66 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} \right).$$

С учетом разрежения в топке 20 Па (2 кгс/м²) и сопротивления котлоагрегата общая потеря давления составляет:

$$\sum S_{\text{м.с}} = 2 + 4,5 + 2,93 + 0,03 + 0,54 + 0,78 + 0,66 = 114,4 \text{ Па} \left(11,44 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} \right).$$

Потери на трение принимают в размере 20 % местных сопротивлений

$$\sum S_{\text{тр}} = 0,2 \cdot 114,4 = 23 \text{ Па} \left(2,3 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} \right).$$

Полные потери напора составляют:

$$S_{\text{полн}} = \sum S_{\text{м.с}} + \sum S_{\text{тр}} = 114,4 + 23 = 137,4 \text{ Па} \left(13,74 \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2} \right).$$

Это не превышает величины тяги 164 Па (16,4 кгс/м²). Следовательно, принятые сечения дымоходов обеспечивают на расчетном режиме пропуск необходимого количества продуктов горения газа при работе всех трех котлов.

Работа котельной должна быть проверена также на минимум расхода газа. Для этого принимают минимально допустимую скорость газов в дымовой трубе $\omega_{\text{мин}} = 1$ м/с. Количество дымовых газов при этой скорости будет равно:

$$V_{\text{мин}} = \omega_{\text{мин}} \frac{\pi d_{\text{тр}}^2}{4} = 1 \frac{3,14 \cdot 1,5^2}{4} = 1,76 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Минимальное количество сжигаемого в котле газа должно составлять:

$$B_{\text{мин}} = \frac{V_{\text{мин}} \cdot 3600 \cdot 273}{\alpha_k \cdot V_{\text{г}}^0 (T_{\text{у.г}} + 273)} = \frac{1,76 \cdot 3600 \cdot 273}{1,5 \cdot 10,61 (250 + 273)} = 206 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Таким образом, минимальная нагрузка на один работающий котел должна быть не ниже 206 м³/ч (или 66 % номинальной).

Эксплуатация дымоотводящих устройств

К дымоотводящим устройствам котлов, работающих на газовом топливе, предъявляют повышенные требования по обеспечению бесперебойной тяги и достаточной газоплотности. Следует помнить, что неисправные дымоход, дымовая труба, шиберы котлов и т. п. могут являться причиной взрывов и отравлений.

Формы и методы организации профилактического обслуживания дымоотводящих систем зависят от мощности котельной и вида установленных котлов. Однако в любом случае необходимо соблюдать следующие мероприятия: а) наблюдать за состоянием дымоотводящих устройств; б) регулярно проверять и производить текущий ремонт элементов системы; в) производить капитальный ремонт дымоходов и дымосососов.

Технический осмотр дымоотводящей системы производит в процессе эксплуатации ответственный за котельную в сроки, установленные для каждого элемента системы. За работой дымососа, состоянием шиберов и кладкой дымоходов ежедневно наблюдает обслуживающий персонал в порядке сдачи и приемки смены. Ежедневным внешним осмотром устанавливают исправность дымохода на всем его протяжении от котлов до дымовой трубы, состояние и работоспособность регулирующих и отключающих устройств (шиберов, направляющих аппаратов), отсутствие трещин и других нарушений плотности кладки. В процессе розжига и обслуживания котла следует внимательно наблюдать за внешними признаками нарушения тяги. Так, появление выбросов пламени из топки сигнализирует о необходимости немедленной проверки тяги и исправности дымоотводящего тракта.

При отсутствии тяги следует выключить котел, установить причину, по возможности точно измерить разрежение в топке и за котлом лишь после этого, убедившись в том, что нарушение тяги имело временный или случайный характер (из-за атмосферных условий и т. п.), приступить к повторному розжигу горелок. Причинами внезапного и резкого уменьшения тяги при работе котлоагрегатов могут стать: 1) завал или разрушение участка газового тракта; 2) самопроизвольное закрытие регулирующих шиберов; 3) выход из строя

дымососа; 4) нарушение плотности кожуха дымососа; 5) срабатывание или разрушение взрывных клапанов; 6) изменение атмосферных условий («задувание» и т. п.); 7) изменение режима работы вентиляции помещения котельной.

Состояние дымососов проверяют в соответствии с инструкцией по обслуживанию данного типа дымососа. При ежедневных осмотрах следует обращать внимание на характер шума дымососа, так как любое изменение частоты (тона) звука свидетельствует о неисправности. Так, резкий металлический звук указывает на разбалансировку ротора и задевание им корпуса дымососа, повышение тона звука на перегрев подшипников и т. п. При чрезмерном нагревании двигателя дымососа необходимо выключить дымосос и осмотреть муфту сцепления и подшипники дымососа. В случае заметной перегрузки двигателя и нарушений в системе передач следует остановить дымосос для аварийного ремонта, продолжая обслуживание котла со сниженной нагрузкой на естественной тяге.

Плановую проверку, ревизию и текущий ремонт дымоотводящих устройств производят перед началом каждого отопительного сезона, а также в течение года с периодичностью, предусмотренной планом профилактического обслуживания. Так, рекомендуется 4 раза в год просматривать все участки газового тракта с проверкой состояния внутренних поверхностей и плотности тракта. Результаты осмотра заносят в журнал профилактических ремонтов. Газоходы котла осматривают через лючки или взрывные клапаны с помощью карманного фонаря. Дымоходы проверяют путем разборки лазов. При этом осматриваемый дымоход должен быть плотно изолирован от остального газового тракта котельной, если в ней имеются работающие котлы. Взрывные клапаны проверяют: на плотность мест сопряжения с кладкой, целостность мембраны и свободное срабатывание откидных панелей. Раз в год мембранный клапан следует заменять, а у откидного клапана – смазывать шарнир и очищать плоскости разъемов.

Текущий ремонт дымоотводящих каналов состоит в замене выпавших кирпичей, заделке щелей и восстановлении штукатурки с последующей побелкой кирпичных боровов и проверкой плотности путем задымления дымоходов зажженной ветошью. Места выхода дыма очищают и вновь уплотняют. Результаты проверки, производимой специально обученным и проверенным персоналом котельной, оформляют ежегодными актами установленной формы. Ремонт дымососов производят со вскрытием кожуха для осмотра ротора и с частичной сменой износившихся лопаток. После ремонта ротор должен быть отбалансирован с устранением биений. Перед установкой ротора на место, вскрывают и промывают подшипники и шлифуют шейки вала. Соединительную муфту разбирают и проверяют на отсутствие люфтов. Лопнувшие швы кожуха заваривают.

Дымоходы, борова и дымовая труба подлежат капитальному ремонту при износе более 25 % кирпичной кладки. Ремонтируемые участки, расположенные в грунте, должны иметь гидроизоляцию. Шиберы, пришедшие в негодность, заменяют, места установки рамок уплотняют. Дымосос останавливают на

капитальный ремонт при износе 50 % лопаток, подшипников и вала. Ротор дымососа заменяют с последующей балансировкой и проверкой на вибрацию. Производят смену вала и подшипников. В случае выхода из строя кожуха дымосос также подлежит замене новым. Состав работ по профилактическому обслуживанию дымоотводящих устройств и периодичность выполнения работ приведены в табл. 10.

Таблица 10. Состав и сроки планово-предупредительных осмотров и ремонтов дымоотводящих устройств

Объект осмотра или ремонта, состав работ	Срок	
	Профилактического осмотра	Планового ремонта
Обмуровка котла и футеровка топки: отсутствие трещин и выпавших кирпичей, проверка плотности	2 раза в месяц	1 раз в год
Газоходы котельной: определение достаточности тяги	Не реже 2 раз в месяц	–
Газоходы котельной и котлов: плотность кладки, проходимость, чистота внутренних стенок	4 раза в год	1 раз в год
Взрывные клапаны: плотность мест соединения с кладкой и исправность	1 раз в месяц	1 раз в месяц
Газоходы котла: исправность кладки и перегородок	1 раз в месяц	1 раз в год
Элементы автоматики, установленные на газовом тракте: на срабатывание и исправность мест отбора импульса	Не реже 1 раза в неделю	Не реже 1 раза в неделю
Система управления шиберами и направляющие аппараты дымососов	2 раза в месяц	1 раз в год
Дымососы: исправность, герметичность и т.п.	Ежедневно	Ежедневно
Установка тягомера на нуль	Ежедневно	–
Проверка термопары или термометра за котлом, очистка от пыли, проверка гильзы термометра	Ежедневно	–
Проверка газоанализатора	По инструкции	–
Полная лабораторная проверка тягомеров, термометров и газоанализаторов	После ремонта	2 раза в год

Вентиляция помещений газифицированных котельных

Общеобменная вентиляция помещений газифицированных котельных может быть естественной и искусственной (с механическим побуждением). *Естественной* называется вентиляция, при которой обмен воздуха происходит за счет действия ветра и разности объемных весов воздуха внутри и снаружи помещения. По характеру действия естественная вентиляция может быть организованной и неорганизованной. Воздушный баланс помещений котельных, снабжаемых газообразным топливом, рассчитывается исходя из условия, что основной производственной вредностью является выделение избыточного тепла. Считается, что при нормально организованной эксплуатации газового оборудования котельной утечки газа в помещении котельной ничтожны и их

можно не учитывать при расчете воздухообмена. Особенностью режима вентиляции котельной является также организация притока воздуха в количестве, достаточном для сжигания газа, причем общий воздухообмен в котельной должен быть не менее трехкратного.

Кратностью воздухообмена называется отношение часовой производительности вентиляционной системы к внутреннему объему помещения. При этом определяется фактический объем, т. е. за вычетом объема, занятого оборудованием. При наличии в помещении только приточной или только вытяжной вентиляции можно учитывать отдельно либо кратность по притоку, либо кратность по вытяжке. В случае, когда кратности по притоку и вытяжке не совпадают между собой, недостающее количество воздуха поступает или удаляется из помещения неорганизованным путем. Например, если объем вытяжки больше притока, воздух в помещение может поступать за счет проникания через неплотности в притворах окон и дверей. Как правило, следует избегать неорганизованного притока воздуха в помещения котельных, так как это нарушает гигиенические условия работы персонала.

Вентиляцию помещений котельных устраивают по общеобменной схеме с естественным или механическим побуждением, принимаемым в зависимости от мощности котлов, объема помещения и конструкции здания. Схема вентиляции котельной состоит в следующем. Во время работы котлов воздух из помещения удаляется через топочные камеры, а приточный воздух в холодный период года подается через специальные приточные отверстия, снабжаемые жалюзийными решетками. Суммарное сечение отверстий определяют по количеству приточного воздуха и допустимой скорости воздуха в приточных отверстиях (не более 2 м/с). Вытяжка воздуха производится через дефлекторы, устанавливаемые на перекрытии котельной.

В теплое время года, когда количества воздуха, удаляемого через топочные камеры, недостаточно для эффективной вытяжной вентиляции, открывают оконные фрамуги верхнего и нижнего ярусов, а также устраивают сквозняки. Приток воздуха осуществляется за котлами на высоте 4 м от пола до низа проема плиточных отверстий. Это важно потому, что иной способ подачи приточного воздуха может вызвать сильные струи холодного воздуха и простудные заболевания персонала котельной. Необходимо следить за тем, чтобы приточные отверстия не закрывали преднамеренно, так как это нарушает процесс вентиляции помещения и работы котлов. Недостаточный приток воздуха может привести к образованию разрежения в помещении котельного зала и, как следствие этого, выбиванию из топок котлов продуктов горения, в частности оксида углерода. Таким образом, воздушный баланс помещения котельной, по притоку и вытяжке не должен нарушаться во все периоды года.

Расчет приточных и вытяжных устройств котельной производится на четыре режима работы вентиляции, соответствующие разным периодам года. Исходные параметры наружного воздуха (параметры Б) выбирают в соответствии со СНиП II-35-76. Например, для климатических условий Москвы исходными температурами являются: зимняя расчетная 28 °С, средняя отопительного периода –6 °С, переходного периода 10 °С и летняя расчетная

22 °С. Температуру воздуха в рабочей зоне помещений котельных принимают зимой не ниже +12 °С и летом не более чем на 5 °С выше наружной расчетной. В зависимости от мощности котельной и установленного в ней оборудования возможны следующие частные случаи решения вентиляции: а) если количество воздуха, необходимого для горения, превышает трехкратный воздухообмен в 1 ч, то приточные устройства рассчитывают на максимальный расход воздуха для работы котлов; б) если количество воздуха, необходимого для горения, не превышает кратность воздухообмена, равную трем, приточные устройства выбирают исходя из этого значения кратности.

Количество воздуха, удаляемого из котельной через топочные устройства, определяют по формуле, м³/ч:

$$L_{уд} = BV_B^0 \alpha_k \frac{273+t_B}{273},$$

где В – расход газа, сжигаемого в топках; м³/ч; V_B^0 – теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 м² газа (для природного газа $V_B^0 = 9,52$); α_k – коэффициент избытка воздуха за котлами, принимаемый при отсутствии данных газового анализа равным 1,65 – 2; t_B – температура воздуха, поступающего в топку (принимают $t_B = 20$ °С).

Тепловыделения в помещение котельной находят по формуле:

$$Q_{выд} = \frac{Q_k q_5 K}{100},$$

где Q_k – номинальная тепловая нагрузка котельной, Дж/(ккал/ч); q_5 – удельная потеря теплоты в окружающую среду котлоагрегатом, принимаемая по графику (рисунок 53), %; K – коэффициент, учитывающий число работающих котлов по отношению к общему их числу в котельной.

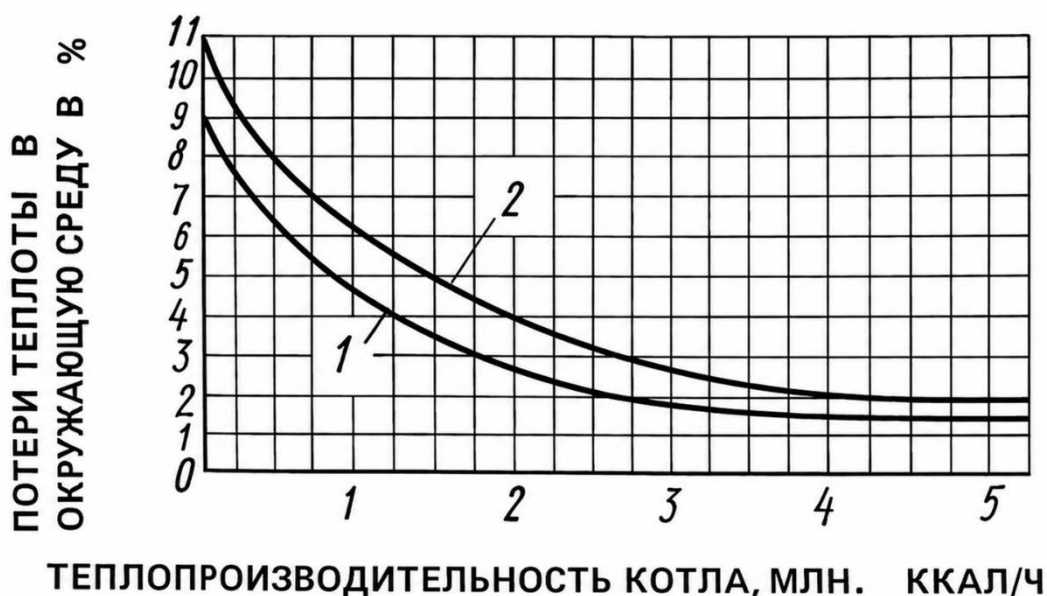


Рисунок 53. График для определения величины потерь тепла котлами в окружающую среду:

1 – котел без экономайзера; 2 – котел с экономайзером

Требуемый воздухообмен на поглощение теплоизбытков в котельной рассчитывают по формуле, м³/ч:

$$L = \frac{Q_{\text{изб}}}{[0,24\gamma_{\text{в}}(t_{\text{у}} - t_{\text{пр}})]},$$

где $Q_{\text{изб}}$ – количество избыточной теплоты, Дж/ч·(ккал/ч); $t_{\text{у}}, t_{\text{пр}}$ – соответственно температура уходящего из помещения и приточного воздуха, °С; $\gamma_{\text{в}}$ – плотность воздуха, равная 1,2 кг/м³.

Величину $Q_{\text{изб}}$ находят как разность выделенной теплоты в котельной и теплопотерь помещения:

$$Q_{\text{изб}} = Q_{\text{выд}} - Q_{\text{пот}},$$

где $Q_{\text{пот}}$ – определяется по укрупненным показателям (величине тепловой характеристики здания q_{ϑ} и строительного объема здания V);

$$Q_{\text{пот}} = Vq_{\vartheta}(t_{\text{в}} - t_{\text{н.р}})\beta.$$

Величину q_{ϑ} принимают в зависимости от объема здания; для отдельно стоящих зданий котельных $q_{\vartheta} = 0,35$ ккал/(м³·ч·°С) [0,4 Вт/(м³·°С)].

Поправочный коэффициент β принимают в зависимости от расчетной наружной температуры

$t_{\text{н.р}}$	-20	-25	-30	-35	-40
β	1,16	1,08	1	0,95	0,9

Температуру уходящего из помещения воздуха $t_{\text{у}}$ определяют с учетом температурного градиента по высоте котельной, равного $\Delta t = 1,5^{\circ}\text{С/м}$. В этом случае

$$t_{\text{у}} = t_{\text{в}} + \Delta t(H - 2),$$

где H – высота помещения котельной ($H = 6-7$ м).

Пример. Рассчитать вентиляцию котельного зала на зимний режим, где установлены три котла ДКВР-4/13 производительностью 5,2 т/ч без экономайзеров. Котельная расположена в средней климатической зоне, имеет зал объемом 2420 м³ (за вычетом объема, занимаемого оборудованием). Строительный объем здания по наружному обмеру $V = 2980$ м³. Топливо – природный газ.

Находим расход газа для трех работающих котлов

$$B = \frac{D(h_{\text{п}} - h_{\text{п.в}})}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}\eta_{\text{к.а}}} = \frac{5,2 \cdot 10^3 (640 - 80)}{8500 \cdot 0,75} \cdot 3 = 1860 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

где принята энтальпия насыщенного пара $h_{\text{п}} = 640$ ккал/кг (2690 кДж/кг) и энтальпия питательной воды $h_{\text{п.в}} = 80$ ккал/кг (33,6 кДж/кг).

КПД котлоагрегата (без экономайзера) составляет приблизительно 75 % (0,75).

Тепловыделения в помещение котельной при величине $q_5 = 1,5 \%$ (см. рис. 53) составят:

$$Q_{\text{выд}} = \frac{8500 \cdot 1,5 \cdot 1860}{100} = 237\,000 \frac{\text{ккал}}{\text{ч}} (275 \text{ кВт}).$$

Температура уходящего воздуха

$$t_y = 15 + 1,5(7 - 2) = 22,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средняя температура воздуха в помещении

$$t_b = \frac{22,5 + 15}{2} = 19 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Теплопотери помещения котельной при средней температуре воздуха $19 \text{ } ^\circ\text{C}$ и расчетной наружной температуре $26 \text{ } ^\circ\text{C}$

$$Q_{\text{пот}} = 2980 \cdot 0,35 \cdot 1,08[19 - (-26)] = 50\,000 \frac{\text{ккал}}{\text{ч}} (50,8 \text{ кВт}).$$

Избытки теплоты составляют:

$$Q_{\text{изб}} = 233\,000 - 50\,000 = 187\,000 \frac{\text{ккал}}{\text{ч}} (217 \text{ кВт}).$$

Требуемый воздухообмен на поглощение избытков теплоты составляет

$$L = \frac{187\,000}{0,24 \cdot 1,2 \cdot 22,5 - (-26)} = 13\,350 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Проверяем кратность воздухообмена в помещении

$$z = \frac{L}{V} = \frac{13\,350}{2420} = 5,5 > 3.$$

Количество воздуха, удаляемого через топочные устройства в зимнее время при коэффициенте избытка воздуха за котлом $K = 1,5$, составит:

$$L_{\text{уд}} = 1860 \cdot 9,52 \cdot 1,5 \frac{273 + 19}{273} = 28\,400 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Аналогично рассчитывают вентиляцию котельной на остальные периоды года (переходный и летний). Поскольку количество воздуха, удаляемого из котельной при сжигании газа, превышает необходимый при токе более чем в 2 раза, часть воздуха будет поступать в котельную неорганизованно. Недостаточный приток воздуха может привести к образованию в помещении котельной чрезвычайно опасного разрежения, которое может вызвать нарушение тяги и выход из газоходов в помещение продуктов горения газа. Содержащийся в дымовых газах оксид углерода может стать причиной отравлений обслуживающего персонала.

Устройство естественной вентиляции в котельной с тремя котлами ДКВР-4/13, работающими на газовом топливе, показано на рисунке 54. На перекрытии зала установлены шесть дефлекторов № 8. Один дефлектор снабжен осевым вентилятором во взрывобезопасном исполнении; включают его в случаях

возможной загазованности помещения. Вытяжка из котельного зала может осуществляться также через фрамуги незадуваемых световых фонарей, расположенных над помещениями вспомогательного оборудования. Приточный воздух в холодное время года подается через фрамуги за котлами. Воздух для горения забирается из верхней зоны помещения через шахты дутьевых вентиляторов (по одной шахте на каждый агрегат).

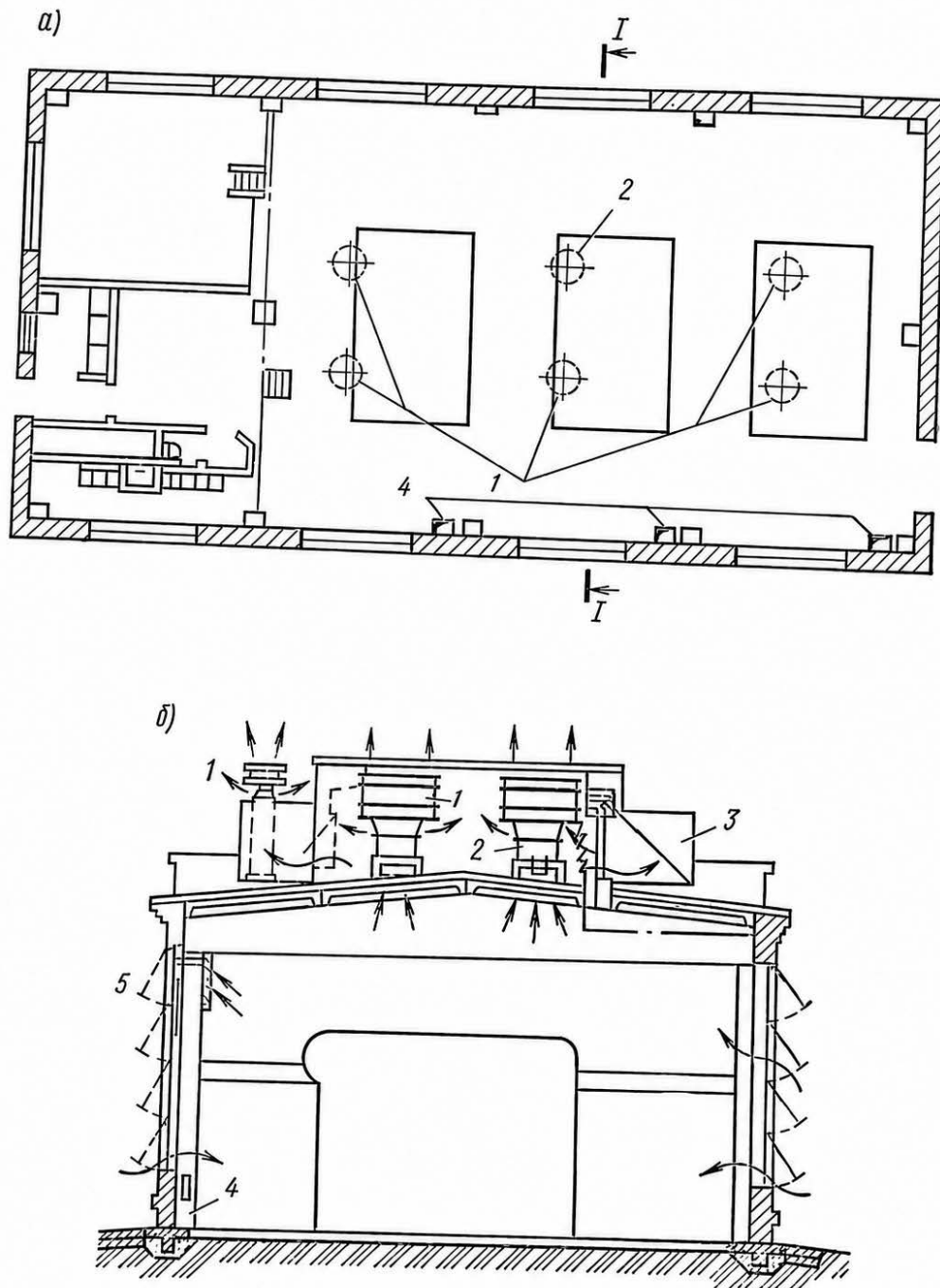


Рисунок 54. Устройство естественной вентиляции газифицированной котельной:

а – общий план; *б* – разрез 1-1;

1 – дефлекторы; 2 – осевые вентиляторы МЦ № 8; 3 – фонарь; 4 – канал к дутьевым вентиляторам; 5 – открывающиеся фрамуги

Способ вентиляции котельной с механическим побуждением осуществляется путем установки четырех- пяти осевых вентиляторов № 8 в специальных приточных кабинах на уровне 6-7 м от уровня пола. Приточный воздух, как правило, не подогревается. Однако при больших количествах удаляемого воздуха избытков теплоты в котельной может не хватить на нагрев приточного воздуха, поступающего снаружи. В таких случаях прибегают к нагреву приточного воздуха отопительно-вентиляционными агрегатами (например, типа АПВС-50-30 с осевым вентилятором).

Эксплуатация вентиляционной системы котельной может быть допущена только после ее регулировки, испытания и сдачи по акту монтажной организацией в соответствии с проектом. При испытаниях и наладке проверяют производительность системы по притоку и вытяжке воздуха, необходимую температуру и скорость приточного воздуха, отсутствие пыления и т. д. Испытания производят при полной технологической нагрузке помещения. К акту приемки вентиляционной системы прилагают проект с пояснительной запиской, содержащей расчет; акты скрытых работ и промежуточной приемки; паспорта вентиляторов и акты их испытаний. Качество выполненных монтажных работ должно обеспечивать надежное крепление воздухопроводов к стенкам и перекрытию, отсутствие подсоса и утечки воздуха в соединениях каналов, достаточную звукоизоляцию, требуемые размеры живого сечения жалюзийных решеток и др.

Правила профилактического обслуживания вентиляционной системы, сроки осмотра и ремонта в основном соответствуют эксплуатации тягодутьевых устройств котельной. Особенностью вентиляционной системы является то, что работа ее должна осуществляться постоянно, независимо от остановки котельной на летний период или ремонт. Обслуживание вентиляторов производят по инструкциям, аналогично эксплуатации дымососов и дутьевых вентиляторов.

Совместная работа дымоотводящих и вентиляционных устройств котельной

Учет совместной работы вентиляции и дымоотводящих устройств котельной особенно важен при естественной тяге. Неоднократно наблюдались случаи, когда отсутствие должного притока воздуха или слишком интенсивная вытяжка приводили к нарушению стабильности аэродинамического режима помещений котельных и прекращению тяги в дымовой трубе. Большое влияние на величину тяги оказывает выбор в помещении котельной места для забора воздуха, идущего на горение газа и вентиляцию топок неработающих котлов. Если забор воздуха осуществлять за котлами, как это иногда практикуется, то в этой части помещения создается некоторое разрежение по сравнению с остальной частью. Если это разрежение сравняется с существующим в газовом тракте, то продукты сгорания начнут выбиваться через неплотности дымоходов, распространяясь в помещении котельной. При этом могут произойти следующие явления: а) естественная тяга (разрежение в топке), измеряемая тягомером,

упадет; б) коэффициент избытка воздуха в топке снизится, что станет заметным по характеру горения газа; в) через глазок топки и другие места неплотностей будет выбиваться пламя; г) автоматика безопасности отключит подачу газа.

Возникновению перечисленных явлений способствуют повышение нагрузки котла и ухудшение атмосферных условий, влияющих на тягу (дождь, потепление, задувание и т. д.), а также открытие окон и дверей с подветренной стороны, работающих на вытяжку и в данном случае только усугубляющих неблагоприятные условия тяги. В случае даже небольших неисправностей дымоотводящих устройств, незаметных при нормальном режиме естественной тяги, все это может привести к полному опрокидыванию тяги, и котельная окажется загазованной продуктами неполного горения, что создаст аварийную обстановку. Наилучшим способом защиты от рассматриваемого аварийного случая является применение автоматики безопасности, отключающей подачу газа при падении разряжения в топке ниже 8 Па ($0,8 \text{ кгс/м}^2$).

При отсутствии автоматики безопасности или временном ее бездействии можно: 1) уменьшить производительность котлов; 2) увеличить приток воздуха за счет открытия окон и дверей с наветренной стороны; 3) уменьшить вытяжку. Эти мероприятия могут носить лишь временный характер, поскольку ни одно из них не решает задачи и не гарантирует от повторных аварий. При первой же остановке котельной для профилактического ремонта необходимо с учетом местных условий и под руководством специалистов санитарно-технических монтажных организаций наметить наиболее рациональные зоны притока, вытяжки и забора воздуха для горения.

ГЛАВА 2. ВНЕШТАТНЫЕ РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

2.1. Эксплуатационные испытания котлов

Эксплуатационные испытания котлов разделяют на режимно-наладочные, приемочные и контрольно-балансовые. Указанные эксплуатационные испытания котлов составляют основу пуско-наладочных работ. Основной задачей режимно-наладочных испытаний являются выбор оптимальных режимов работы основного и вспомогательного оборудования, составление режимной карты для обслуживающего персонала, разработка рекомендаций, направленных на повышение экономичности работы котельной установки. Режимно-наладочные испытания проводят после окончания пуско-наладочных работ и освоения персоналом надежной и безопасной эксплуатации оборудования. В объем пусконаладочных работ, которые выполняются сразу после монтажа оборудования, входят комплексное опробование всей установки с целью проверки надежности и безопасности ее работы, а также достижения проектных параметров. Приемочные испытания выполняются для проверки соответствия экономических показателей оборудования гарантийным данным завода-изготовителя.

Основной задачей контрольно-балансовых испытаний является проверка работы установки в эксплуатационных условиях с целью контроля основных показателей и качества работы эксплуатационного персонала. Контрольно-балансовые испытания следует производить систематически после каждого капитального ремонта или внесения конструктивных изменений в отдельные узлы оборудования.

Пусконаладочные работы и эксплуатационные испытания котлов выполняются специализированными организациями в соответствии с хозяйственными договорами, заключенными с предприятиями. Инженерно-технический персонал наладочной организации должен пройти обучение по методам выполнения работы и сдать экзамен квалифицированной комиссии. Результаты экзамена оформляются протоколом с выдачей удостоверения, дающего право на выполнение наладочных работ. Повторной проверке знаний инженерно-технические работники подвергаются 1 раз в 3 года, а рабочие – ежегодно. О результатах проведения наладочных работ составляется технический отчет, который является основным документом, характеризующим объем выполненных работ и их эффективность. Опыт работы различных наладочных организаций показал, что затраты, связанные с выполнением наладочных работ, окупаются в течение нескольких месяцев, причем в результате этих работ достигается экономия топлива в размере 3–5 %. Однако на практике проведению наладочных работ для отопительных котельных малой мощности уделяется мало внимания, в связи с чем возможная экономия топлива не реализуется.

Основные этапы режимно-наладочных испытаний котлов:

- 1) ознакомление с работой установки и ее проектными данными;

- 2) составление-программы и методики испытаний;
- 3) выполнение подготовительных работ;
- 4) проведение пробных работ с целью наблюдения, проверки контрольно-измерительных приборов и ознакомления с режимом работы оборудования;
- 5) осуществление основных программных работ;
- 6) демонтаж приборов;
- 7) обработка результатов измерений и составление сводных таблиц и графиков;
- 8) составление технического отчета о результатах испытаний с разработкой режимных карт экономичности установки.

При режимной наладке котельной установки производят замеры расходов, скоростей, давления, температуры и состава продуктов горения, сжигаемого топлива и других величин, характеризующих протекание физических процессов в котельной установке. Указанные измерения вычисляют в соответствии с установленными правилами.

Эксплуатационные испытания котлов и обработка опытных данных должны быть получены показатели котельной установки, характеризующие экономичность сжигания топлива, интенсивность работы топки и поверхностей нагрева, аэродинамическое сопротивление газового тракта.

При обработке результатов испытаний выполняется целый ряд теплотехнических расчетов, характеризующих топливо и продукты сгорания, определяются коэффициенты избытка воздуха и подсос воздуха в газоходы котла, составляется тепловой баланс котла с определением тепловых потерь и КПД. Эксплуатационные и наладочные испытания обычно проводят по 2 классу точности с определением КПД котельной установки с точностью до $\pm 2\%$.

Режимная карта водогрейного котла на газообразном топливе включает следующие показатели: изменение расхода топлива; давление газа и воздуха перед горелками; содержание вредных выбросов за котлом; температуру уходящих газов; разрежение в топке и за котлом. Указанные, показатели обычно приводятся при различной теплопроизводительности котла.

Пуск, наладка и эксплуатация газового оборудования котельных

В состав монтажных работ по газоснабжению котельных установок входят: обработка документации и составление календарного графика работ; комплектация оборудования и материалов; подготовка объекта к монтажу; сборка и монтаж газового оборудования; испытание, наладка и сдача в эксплуатацию системы газоснабжения котельной. Весь этот комплекс работ выполняют специализированные организации. В задачу представителя-заказчика и контролирующих органов входит надзор за проведением и качеством работ, согласование и решение возникающих в ходе строительства вопросов.

До начала строительно-монтажных работ объект строительства должен пройти соответствующую экспертизу, где проверяется наличие проекта, согласованного и утвержденного в установленном порядке; наличие разрешения

у строительно-монтажной организации на производство работ по газоснабжению; наличие протокола о сдаче экзаменов по правилам безопасности исполнителями работ; комплектность оборудования, контрольно-измерительных приборов и автоматики, технической документации на оборудование и материалы, наличие соответствующих инструкций по монтажу.

К началу монтажных работ штаты котельной должны быть полностью укомплектованы, а приказом по предприятию назначен ответственный за газовое хозяйство котельной. Его обязанности на начальном этапе состоят в организации обучения персонала в объеме техминимума по своей специальности, технический надзор за строительством и участие в работе комиссии по приемке оборудования и пуску газа.

Монтажные работы по внутреннему газооборудованию котельных следует выполнять индустриальными методами. Монтажные работы заключаются в основном в сборке отдельных узлов газооборудования и трубопроводов, изготовленных централизованно. В процессе монтажа необходимо регулярно производить регистрацию выполненных работ с целью исполнительной технической документации. На сложные и ответственные узлы оборудования котельной, законченные монтажом, составляют монтажные формуляры.

Формуляры заполняют после проверки качества законченных узлов. Для сварных узлов указывают места расположения стыков и фамилии сварщиков, выполнивших швы. На все другие виды работ составляют исполнительные чертежи и акты поузловой приемки. Особое внимание уделяют приемке «скрытых» работ (оснований, изоляции газопроводов, пересечений с другими коммуникациями, испытаний на прочность и плотность и т. п.). При контроле газопроводов предприятий, предъявляемых строительно-монтажными организациями к сдаче, часто наблюдаются следующие дефекты. Чугунные задвижки, устанавливаемые в колодцах (особенно в железобетонных, типовых), из-за недостатка места и по другим причинам присоединяют без линзовых компенсаторов, проходы газопровода через стенки колодца и места пересечения с другими коллекторами не уплотняют. Трубы укладывают на неподготовленное дно траншеи, а траншеи засыпают мерзлым грунтом и строительным мусором. Врезка газопровода в существующую сеть производится до контрольных испытаний газопроводов котельной на прочность и плотность, что может привести к авариям при вводе в эксплуатацию газового оборудования.

В процессе технического надзора за монтажом газопроводов необходимо тщательно осмотреть опоры и места соединения, уделив особое внимание соединениям, подверженным вибрациям в процессе работы – креплениям горелок у котла и оборудования в ГРУ. Следует проверить правильность уклона газопровода и наличие необходимых дренажных штуцеров, а также сверить с проектом места присоединения продувочных линий и штуцеров для контрольно-измерительной аппаратуры и автоматики. Сварные швы газопровода не должны попадать в места расположения опор. В этом случае монтаж будет затруднен, так как сначала придется выполнять стык, а затем подгонять под него опору. При эксплуатации шов может разрушиться.

Монтаж запорной арматуры следует производить так, чтобы она была доступна для осмотра, ремонта и управления. При установке запорных устройств на высоте более 1,5 м необходимо предусматривать для их обслуживания площадки или привод с дистанционным управлением. Проверая монтаж оборудования газорегуляторной установки, обращают особое внимание на монтаж регулятора давления, так как от качества работы регулятора во многом зависят бесперебойность и надежность газоснабжения котельной. Оборудование ГРУ проверяют внешним осмотром, сверяют с паспортами, а дефекты устраняют. Фундаменты и опоры под оборудование должны быть подготовлены строго по монтажным чертежам с предварительным нанесением размеров в натуре.

Если монтаж оборудования ГРУ производится блочным способом, необходимо до установки осмотреть и обмерить блок. Оборудование должно иметь маркировку ЦЗМ и быть испытано на прочность и плотность. Следует убедиться, что основной клапан регулятора без смещений и перекосов плотно сидит в седле корпуса. Краны А и Б на импульсных линиях пружинного сбросного клапана и предохранительного клапана после пуска газа пломбируют в открытом положении.

Монтаж газогорелочных устройств производят после выполнения обмуровочных работ, выкладки защитных стенок и горок, устройства амбразур и т. п. Горелки следует устанавливать без перекосов по отношению к амбразуре. Горелки должны быть прочно закреплены во фронтальной плите, на опорах или на каркасе котла; не рекомендуется использовать для этой цели газопроводы котла. Для устранения присоса воздуха между соединяемыми металлическими частями необходимо проложить асбестовый картон. Место входа горелки в амбразуру уплотняют шамотной массой. Остановимся подробнее на особенностях монтажа газомазутных горелок типа ГМГм.

Подготовка горелок к монтажу. Перед началом монтажа следует проверить правильность сборки горелки. В случае дефектов узлов и деталей они должны быть заменены новыми или приведены в соответствие с чертежами. Следует обратить особое внимание на состояние лопаточных завихрителей первичного и вторичного воздуха, газовоздушных насадков, форсунки и присоединительных фланцев. Убедиться, что все детали и узлы горелки закреплены. При правильной сборке форсунка должна легко выниматься и устанавливаться на место. Форсунку в горелке ГМГм необходимо установить таким образом, чтобы конец головки форсунки выходил за пережим лопаточного завихрителя первичного воздуха не более чем на 10 мм, затем зафиксировать это положение стопорным болтом.

Монтаж горелки (рис. 55). Монтажную плиту горелки прикрепить к фронтальному листу или карнизу топки. К фланцам подвода газа, первичного и вторичного воздуха подсоединить соответствующие трубопроводы. Трубопровод подвода вторичного воздуха к горелке должен иметь сечение, в 1,5–2 раза больше сечения патрубка вторичного воздуха горелки. Для регулирования давления и отключения воздуха на воздухопроводах перед горелкой установить регулирующие шиберы. Ось регулировочного шибера вторичного воздуха для удобства автоматизации должна быть параллельна оси устья горелки. Газопровод

укомплектовать арматурой согласно действующим правилам. Сечение запорной и регулирующей арматуры не должно быть значительно меньше или больше сечения подводных патрубков горелки.

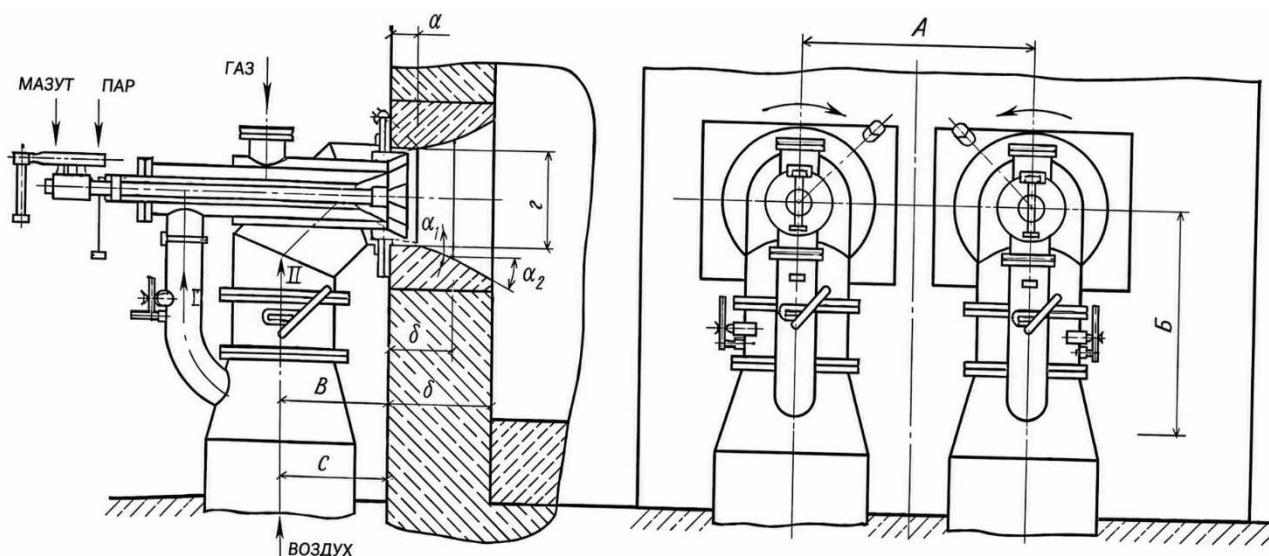


Рисунок 55. Установка на фронтальной плоскости котла ДКВР газомазутных горелок типа ГМГМ

К паровым и топливным штуцерам форсунки приварить соответствующие трубопроводы и установить арматуру. На трубопроводах газа, первичного и вторичного воздуха, а также на трубопроводах жидкого топлива и пара установить приборы для определения давления и температуры. Рекомендуются следующие места расположения точек замеров давлений воздуха, топлива и пара: а) горелочный патрубок подвода первичного воздуха; б) горелочный патрубок подвода вторичного воздуха, справа или слева по горизонтальной оси на расстоянии 80–120 мм от монтажной плиты; в) горелочный патрубок подвода газа; г) перед форсункой.

Обмуровочные работы. Фурма (амбразура) топки является частью газогорелочного устройства, поэтому при ее сборке или изготовлении необходимо строго выдерживать рекомендуемые размеры, симметричность проточной части, плотность зазора между монтажной плитой и кладкой, а также качество материалов и растворов. Поверхность проточной части не должна иметь трещин и неровностей, которые способствуют преждевременному разрушению фурм и нарушают аэродинамику потока.

Между монтажной плитой горелки и фронтовым листом котла устанавливают асбестовую прокладку. Кладка должна плотно прилегать к фронтовому листу. Кирпичи фурм горелок изготовляют из шамота класса А. Когда длина фурмы меньше толщины кладки стены, на которой устанавливается горелка, в районе горелки выкладывают нишу под сводом. Толщина кладки в нише равна длине амбразуры. Размеры ниши должны обеспечивать свободное развитие факела.

Кладку котла и температурные швы выполняют с учетом этих требований по обмуровочным чертежам. Для увеличения срока службы фурменной части рекомендуется наносить на поверхность проточной части тонкий слой огнеупорной обмазки. Важным условием для хорошей работы горелки является строгая концентричность конусов и цилиндрического участка фурмы оси горелки. Уменьшение угла раскрытия фурмы способствует коксованию и росту сопротивления горелки по воздуху, снижает экономичность и зачастую вызывает вибрацию (пульсацию).

Особые требования монтажа. Важным требованием монтажа горелки являются правильное взаимное расположение рабочих элементов и их центровка. Ось горелки должна находиться строго перпендикулярно к топочной камере. При применении дистанционного или автоматического розжига и контроля факела при монтаже горелок появляется необходимость установки запально-защитного устройства (ЗЗУ). Для этого в верхней части монтажной плиты горелки приварен стакан с гнездами для запальника и фотодатчика. При установке горелок необходимо тщательно очистить их внутренние полости от загрязнений и окалины, убедиться в чистоте и точности изготовления отверстий для выхода газа из сопел. Особенно тщательно следует выполнить крепление горелки на фронтальной поверхности котла и присоединить ее к газопроводу, так как эти места подвержены сильным вибрациям при работе горелки.

Практика показывает, что при переоборудовании котлов на газовое топливо часто пренебрегают такими важными моментами, как устранение присосов через неплотности в обмуровке топки и газоходов, проверка дымоотводящих каналов и подбор тягодутьевых установок. Трудность устранения присосов воздуха отчасти заключается в необходимости обеспечения свободы теплового расширения элементов котла (температурные швы) и пропуска через обмуровку трубчатой системы экранов. Поэтому конструктивные меры по устранению присосов зависят от мест неплотности в обмуровке котла. Например, ликвидация особо значительных присосов в нижней части топки, где разрежение максимальное, заключается в тщательности выполнения кладки обмуровки (тонкие швы), в устройстве наружной стальной обшивки или наружного торкретирования поверхности кладки. Остальные места возможных неплотностей, и особенно обмуровку газоходов котла, и наземные кирпичные борова следует тщательно оштукатуривать. При производстве монтажных работ иногда допускаются значительные отступления от правил безопасности и имеющегося проекта газоснабжения котельной. Если отступления по какому-либо узлу обнаруживают после выполнения работ, то оборудование не может быть принято в эксплуатацию. Монтажная организация несет в этом случае всю ответственность за исправление создавшегося положения. Иначе обстоит дело, если отступления от правил, требуемые по местным условиям, своевременно согласовывают с проектной организацией и надзорным органом. В этом случае могут быть предусмотрены мероприятия, обоснованные расчетом или проектным решением и направленные на повышение безопасности при последующей эксплуатации газового оборудования.

Опыт строительства показывает, что монтажные организации часто неохотно выполняют требования о промежуточной приемке смонтированного оборудования и своевременном оформлении исполнительной технической документации. Это приводит к низкому качеству документации и осложнениям при эксплуатации оборудования, так как в дальнейшем не представляется возможным проверить состояние газопроводов, арматуры, штуцеров, сварных стыков и прочее. Представители контроля за ходом работ должны запрещать продолжение работ по монтажу до тех пор, пока не будет представлена документация на уже выполненную часть работы.

Монтажные испытания газопроводов и пуск газа

Испытания смонтированных газопроводов производит персонал монтажной организации в присутствии ответственного представителя заказчика. При испытаниях проверяют прочность, т. е. способность газопроводов и оборудования выдерживать рабочее давление, и плотность (допустимую величину утечки). Обычно применяется технология проведения испытаний с разбивкой газоснабжающей системы котельной на участки: подземный газопровод (от задвижки в колодце до отключающего устройства на вводе в ГРУ), внутренний газопровод (от последнего за ГРУ отключающего устройства до кранов перед горелками), узел газорегуляторной установки.

Нормы испытаний принимают в соответствии с правилами технической эксплуатации, для каждого участка системы. Внутренний газопровод среднего давления до 0,3 МПа (3 кгс/см³) испытывают на прочность воздухом под давлением 0,45 МПа (4,5 кгс/см²) и на плотность 0,3 МПа (3 кгс/см³), причем период испытаний должен составлять не менее 12 ч. Газопровод низкого давления испытывают на прочность давлением 0,1 МПа (1 кгс/см³) и на плотность 10 кПа (1000 кгс/м²). Падение давления в течение 1 ч должно быть не более 600 Па (60 кгс/м³). Запорную арматуру обвязки котлов испытывают в течение 2 мин на герметичность отключения. Это делают путем подключения к штуцеру переносного U-образного манометра, заполненного ртутью. Для проверки, например, плотности главного запорного устройства следует поставить газопровод до проверяемого устройства под давление воздуха при всех закрытых задвижках, кроме контрольной. Если главное запорное устройство не герметично, то манометр покажет прирост давления. Испытание кранов перед горелками производят на «открытые концы» путем открывания, а затем закрывания отключающего устройства. При негерметичных кранах манометр покажет падение давления воздуха.

При испытаниях на прочность обвязки котлов со смесительными горелками низкого давления клапан блокировки газа и воздуха отключают заглушкой. При испытании на плотность проверяют клапан блокировки как с газовой, так и воздушной стороны. Оборудование ГРУ испытывают в два приема: сначала испытывают заглушками газопроводы при отключенных заглушками оборудовании и импульсных трубках, а затем — с полностью введенным оборудованием. Нормы испытаний применяют в зависимости от давления газа на

вводе и после регулятора. Например, для работы котельной на газе среднего давления принимается испытательное давление на прочность до регулятора 7,5 кгс/см³ (0,75 МПа), после регулятора – 4,5 кгс/см³ (0,45 МПа) и на плотность всей установки 3 кгс/см² (0,3 МПа). Падение давления за 1 ч испытаний не должно превышать 1 % начальной величины.

После опрессовки газопровода, выявления мест неплотности и их устранения проверяют регулятор давления на герметичность, используя давление воздуха в системе газопроводов ГРУ. Для этого пружину пилота КН или КВ полностью расслабляют, вывернув стакан. Входную часть регулятора (до клапана) испытывают при максимальном для данного регулятора входном давлении, указанном в паспорте; при этом специальный болт под мембраной должен быть вывернут. Утечки в местах соединений определяют обмыливанием.

Герметичность выходной части регулятора, мембранной камеры и регулятора управления проверяют путем пробного пуска регулятора в работу с обеспечением небольшого расхода воздуха через него. При этом устанавливают максимальное для данного регулятора выходное давление и определяют утечки. Категорически запрещается подавать одностороннее давление воздуха под мембрану и испытывать выходную часть под входным давлением, так как это вызовет разрыв мембраны. После опрессовки регулятора про изводят обмыливание мест присоединения частей остального оборудования и импульсных линий ГРУ. По окончании испытаний на плотность проверяют все конструкции ГРУ на проходимость воздухом.

Результаты испытаний на прочность, плотность и проходимость воздуха в газопроводах оформляют соответствующими актами, которые сохраняют свою силу не более шести месяцев для газопроводов, не находящихся под газом. По истечении этого срока перед пуском проводят повторные испытания на плотность.

Пусконаладочные работы являются кульминационным моментом в подготовке к эксплуатации газоснабжаемых цехов. Руководитель этих работ должен обеспечить строгую последовательность выполнения операций и четкое распределение обязанностей между участниками работ. Вся организационная работа по приему газа входит в обязанности персонала пусконаладочной организации. До начала работ необходимо еще раз убедиться в правильности и комплектности составления исполнительной технической документации и готовности котлов к приему нагрузки. Лишь после этого созывают рабочую комиссию по приемке объекта в составе представителей заказчика, строительно-монтажной организации, эксплуатационной службы, а также местного надзорного органа, пожарной и санитарной инспекций. Извещения о дне работы комиссии должны быть направлены не позднее чем за пять дней до начала работ. При неявке представителя надзорного органа комиссия имеет право самостоятельно принять газопровод и разрешить ввод в эксплуатацию (пуск газа).

Комиссия рассматривает всю техническую документацию, относящуюся к газовому хозяйству котельной: проект и исполнительную документацию, список лиц технического персонала и свидетельства об окончании ими курсов

подготовки по газовому делу, справку авторов проекта о соответствии монтажных работ проекту, схемы, инструкции, книгу и журналы учета работ в котельной, а также акты освидетельствования, паспорта котлов и другого оборудования котельной. Для контрольной проверки герметичности газопроводов до момента пуска газа в систему газопровод должен находиться под избыточным давлением воздуха.

После получения разрешения комиссии на производство пусковых работ предприятие оформляет договор с эксплуатационной службой. Пуск газа в котельную производит пусконаладочная бригада, составленная из опытных слесарей и работающая под руководством инженерно-технического работника надзорного органа. Операции по первичному опробованию и последующему вводу в эксплуатацию оборудования котельной осуществляет персонал котельной при техническом руководстве со стороны службы наладочной организации. Помещения ГРУ и котельной в период пуска газа должны усиленно вентилироваться; за выходом газа из свечи организуют наблюдение.

Газовые коммуникации продувают последовательно по отдельным участкам: газовый ввод, газорегуляторная установка и внутренний коллектор котельной. Для сброса газа используют продувочный газопровод, расположенный на обводной линии ГРУ, и продувочную линию котельной. До начала продувки следует убедиться, что все запорные устройства ГРУ, за исключением кранов на продувочной и сбросных линиях, закрыты, а после запорных органов на вводе в ГРУ поставлены заглушки. Для продувки газопровода до ГРУ представитель надзорного органа отдает распоряжение о снятии заглушки после задвижки в колодце и крана на обводной линии ГРУ. Фланцевые соединения, собранные после удаления заглушек, проверяют обмыливанием на герметичность. Сначала открывают кран в ГРУ, а затем очень осторожно – задвижку в колодце. Давление газа поддерживается не выше 10 кПа во избежание образования искр при движении по трубам мелких крупинки и окалины.

Основное оборудование ГРУ продувают в следующем порядке: 1) проверяют регулятор давления, предохранительный клапан, пилот и все импульсные трубки на проходимость, для этого импульсные трубки отвертывают и продувают сжатым воздухом; 2) вывертывают стакан пилота до полного расслабления регулировочной пружины; 3) включают импульсную линию, соединяющую надмембранную полость пилота с выходным газопроводом, импульсную линию предохранительного клапана и остальные импульсные линии; 4) снимают заглушку после запорного устройства перед регулятором давления; 5) вводят в зацепление рычаги предохранительно-запорного клапана ПКН или ПКВ; 6) открывают последовательно задвижку на обводной линии и кран после регулятора; 7) медленно (во избежание повреждения фильтра) открывают кран перед регулятором и продувают короткий участок газопровода до фильтра; 8) нажимом стакана на пружину пилота создают небольшой расход газа через систему оборудования ГРУ на свечу: давление газа после регулятора контролируют по ртутному манометру, подключенному к штуцеру крана у манометра: оно не должно превышать 1,36 кПа (10 мм рт. ст.).

Окончательную наладку регулятора давления, предохранительного клапана, пружинного сбросного клапана (или гидрозатвора) рекомендуется выполнять после продувки всех газопроводов и зажигания горелки у последнего по ходу газа котла, при этом подавая газ через обводную линию, минуя основное оборудование. Приступая к продувке газопроводов котельной, ответственный должен еще раз убедиться в полной технологической готовности хотя бы одного котла, проинструктировать персонал котельной, расставив его у рабочих мест. Желательно проверить плотность рабочих кранов перед горелками котлов, подготовленных к пуску, путем опрессовки их воздухом на «открытые концы».

Рассмотрим пуск газа в котельную с тремя котлами ДКВР-4. Котлы оборудованы инжекционными горелками среднего давления. Упрощенная схема газопроводов котельной показана на рисунке 56. Котел № 3 считается не полностью подготовленным для сжигания газа. Пусковой схемой предусмотрена расстановка персонала, показанная на рисунке 57, где пунктирной линией обозначен маршрут ответственного лица при осмотре котельного хозяйства. Продувку газопроводов осуществляет пусковая бригада в присутствии монтажников, а операции по включению котла в работу производит эксплуатационный персонал котельной под непосредственным руководством инженерно-технического работника службы промышленных предприятий.

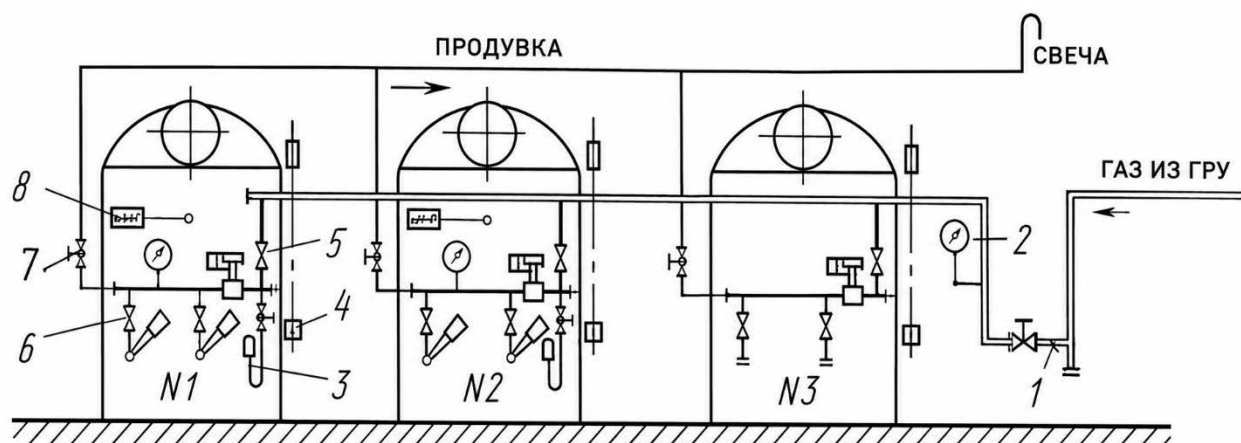


Рисунок 56. Схема газопроводов котельной (к пуску):

- 1 – главное отключающее устройство котельной; 2 – манометр на вводе;
3 – запальник; 4 – противовес шибера; 5 – отключающее устройство котла;
6 – рабочие краны перед горелками; 7 – кран продувочной линии; 8 – тягомер

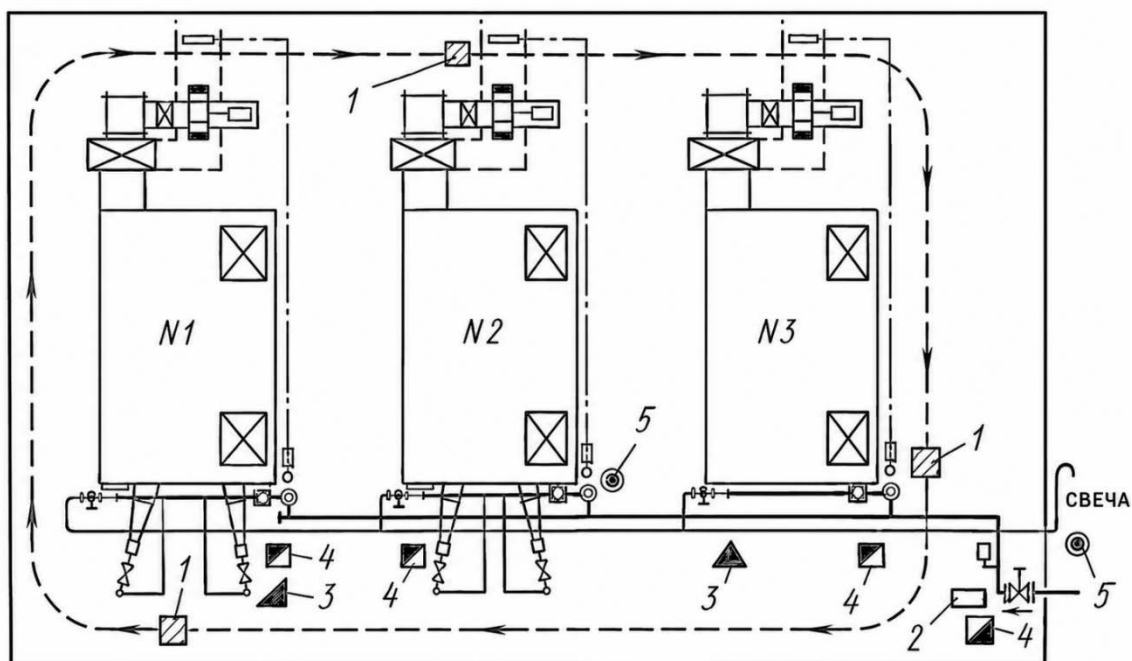


Рисунок 57. Схема пуска газа в котельную:

1 – лицо, ответственное за котельную; 2 – представитель надзорного органа;
3 – монтажники; 4 – машинисты котлов; 5 – наблюдатель от комиссии

Перед началом пуска необходимо в течение 10±5 мин провентилировать помещение котельной и подготовить котлы к вентиляции топочных камер и газоходов. Для этого у каждого котла должны быть установлены тягомеры, а управление шиберами выведено на фронтальную плоскость котлов. Отключающие устройства на газовой линии и обвязке котлов должны быть закрыты, за исключением кранов на продувочном газопроводе. Краны перед горелками у неработающих или не подлежащих пуску котлов должны быть отключены с установкой после них заглушек.

Ответственный по очереди обходит все котлы, уделяя главное внимание котлу № 1, который подлежит пуску. При этом проверяет величину разрежения в топках котлов, которая должна составлять от 0,5 до 2 кгс/м² (5–20 Па). Уточняет по проекту диаметры сопел горелок котла № 1, расположение запальных окон, наличие манометров перед горелками и правильность их подключения, состояние запорных устройств. При дальнейшем обходе проверяет положение крана продувочной линии у котла № 3, шиберы и направляющие аппараты у дымососов всех котлов, отсутствие трещин в обмуровке, целостность взрывных клапанов в топках и борах котельной. Возвратившись на прежнее место у главной задвижки котельной, ответственный за пуск наблюдает за качеством работ и вентиляцией топок котлов.

До пуска газа ответственное лицо обязан ознакомиться с исполнительно-технической документацией, проинструктировать на месте членов пусковой бригады о порядке пуска газа и произвести контрольную опрессовку всего оборудования. Убедившись в плотности газооборудования, предъявленного в соответствии с актом приемки и технической документацией, представитель

местного надзорного органа разрешает снять заглушку после главного запорного устройства на вводе в котельную. Обнаруженные при осмотре неисправности устраняет строительно-монтажная организация. До устранения дефектов пуск газа категорически запрещается.

Для продувки газопровода газом предохранительно-запорный клапан у котла ставят в положение открыто», полностью открывают контрольную задвижку или кран перед котлом и производят продувку газопровода через наиболее удаленную продувочную линию котла № 3. Для этого осторожно слегка приоткрывают главное запорное устройство котельной 1 и в течение 3–4 мин производят сброс газа на свечу. Окончание продувки определяют по результатам анализа пробы газа, взятой из газопровода у котла № 3. Содержание кислорода в пробе не должно превышать 1 %. Другой способ определения результата продувки состоит в проверке «на вспышку» пробы газа, которую отбирают в специальный стакан или герметичный мешок и поджигают вне помещения цеха. Если газ горит спокойно, коптящим пламенем, продувку можно считать оконченной.

После этого ответственный за газовое хозяйство котельной проверяет технологическую готовность котла, отдает операторам распоряжение о пуске котла № 1 в работу и делает соответствующую запись в эксплуатационном журнале. Такой же порядок действий сохраняется и при оборудовании котлов смесительными горелками. Отличие заключается лишь в том, что непосредственно перед продувкой газопровода необходимо включить дутьевой вентилятор, чтобы было возможно ввести в рабочее положение клапан блокировки газа и воздуха или дополнительную головку предохранительного клапана в ГРУ. Пуск вентилятора производится при закрытом направляющем аппарате и шибах на воздухопроводе.

После пуска газа можно произвести опробование котла № 1 при условии, что он прошел освидетельствование. Первые горелки зажигает наиболее опытный машинист-оператор, работающий под наблюдением мастера пусконаладочной бригады. Перед началом розжига включают дымососы и вентилируют газоходы котлов № 1 и 2 (при необходимости также и котла № 3), после чего шиберы котлов № 2 и 3 закрывают, и в топке котла № 1 устанавливается требуемое разрежение (0,5–2 кгс/м³, или 5–20 Па). При смесительных горелках для вентиляции топки включают также дутьевой вентилятор; после окончания вентиляции следует закрыть заслонку на воздухопроводе перед горелками. Далее все операции выполняют в соответствии с инструкцией.

Не позднее чем через 2 дня после пуска газа наладочная бригада обязана проверить работу и произвести наладку оборудования. Результаты приемки оформляют актом, являющимся основанием для ввода газопровода в эксплуатацию. В акте указывают лицо, осуществившее пуск газа, и руководство предприятия или организации, в ведении которого будет находиться газовое хозяйство котельной. На газорегуляторную установку и газопровод котельной составляется паспорт, в котором содержатся характеристики оборудования, контрольно-измерительных приборов и помещения. Если объект, принятый

комиссией, не был введен в эксплуатацию в течение шести месяцев со дня приемки, то перед пуском газа производят повторные испытания.

При пуске газа в котельную следует помнить, что 1) работы по пуску газа в газифицируемые котельные должны производиться только по заранее разработанным и утвержденным планам; 2) обязательно должен предусматриваться тщательный инструктаж бригады, определены меры безопасности и последовательность выполнения работ; 3) перед началом работ по пуску газа следует проверять состояние всей запорной арматуры на подземных газопроводах и наличие после нее заглушек; 4) ревизию и ремонт ГРУ необходимо выполнять только после надежного отключения от действующего газопровода; 5) газоопасные работы должны выполнять бригады под постоянным надзором инженерно-технических работников, ответственных за их проведение; 6) члены бригад должны быть оснащены средствами личной защиты; газоанализаторами, фонарями во взрывобезопасном исполнении, спасательными поясами, веревками и т. п.

Наладка и эксплуатация газового оборудования ГРУ (ГРП) котельной

Пуск регулятора давления РДУК-2-100 производится при полностью ослабленной пружине пилота и поднятом предохранительном клапане ПКН. Предварительно необходимо проверить импульсные линии, очистить фильтр и основной клапан, продуть все дроссели; после сборки частей убедиться плотности соединений и, открыв краны импульсных линий, пустить регулятор на малый расход газа через свечу ГРУ. При пуске сначала открывается выходная задвижка или кран, а затем – отключающее устройство на входе. Требуемое давление газа после регулятора устанавливается вращением стакана регулятора управления. Для проверки влияния входного давления газа следует пользоваться отключающим устройством до регулятора, устанавливая необходимый режим степенью открытия задвижки или крана.

Пуск регулятора давления необходимо производить в следующем порядке 1) проверить плотность закрытия задвижек обводной линии и открыть выходную за движку ГРУ (ГРП); 2) вывернуть регулировочный винт пилота и открыть кран импульсной линии регулятора; 3) закрыть кран по импульсной линии ПЗК и ввести в соединение рычаги клапана для удержания его в открытом состоянии; 4) плавно открыть входную задвижку; 5) вращением винта пружины пилота установить требуемое давление газа по манометру; 6) произвести проверку и настройку ПЗК и ПСК. В процессе настройки регулятора РДУК-2-100 возможны неполадки и нарушения нормальной работы. Рассмотрим наиболее существенные из них.

Пульсация выходного давления. Причинами могут явиться слишком малый расход газа, засорение калибровочного отверстия дифференциального клапана, слабая жесткость пружины регулятора управления и чрезмерное трение при перемещении стержня регулирующего клапана. Во всех этих случаях следует проверить места возможных неисправностей и увеличить расход газа, отрегулировав натяжение пружины дифференциального клапана.

Выходное давление газа заметно падает из-за засорения фильтра регулятора, засорения клапана и поломки пружины пилота, обмерзания регулирующего клапана. Следует снять люк и очистить фильтр и клапан

Выходное давление газа резко повышается. Это может произойти вследствие попадания посторонних предметов между клапаном и седлом, заедания направляющей клапана, разрыва мембраны пилота, а также засорения импульсных линий, соединяющих надмембранное пространство камер пилота и основного регулятора с выходным газопроводом. Для обнаружения неисправности необходимо вывернуть стакан пилота. Если при этом давление за регулятором не снижается, выключить подачу газа в регулятор, проверить свободу перемещения клапана и плотность его посадки, продуть соответствующие импульсные трубки. После настройки регулятора давления следует снять его регулировочную характеристику при различных давлениях на входе. Точность регулирования (отклонение давления после регулятора от заданной величины) при возможных изменениях параметров газа в городской сети должна составлять $\pm 5\%$.

Настройку предохранительно-запорного клапана ПКВ или ПКН (рис. 58) производят на нижний предел выходного давления 3 кПа (300 кгс/м²) и верхний предел 60 кПа (6000 кгс/м²) при питании горелок газом среднего давления и на пределы 3 кПа (30–300 кгс/м³) при низком давлении газа. Настройку производят изменением веса грузов на штоке (1) (минимум) и усилия сжатия пружины (10) при помощи гайки (12) и (13) (максимум). При открытом положении клапана мембрана (16) удерживается в среднем положении за счет импульса давления газа из газопровода за регулятором, поступающего через штуцер (9), так как пружина настройки (10), опирающаяся на тарелку (11), не действует на мембрану. При этом штифт (15) молотка сцеплен с коромыслом (14).

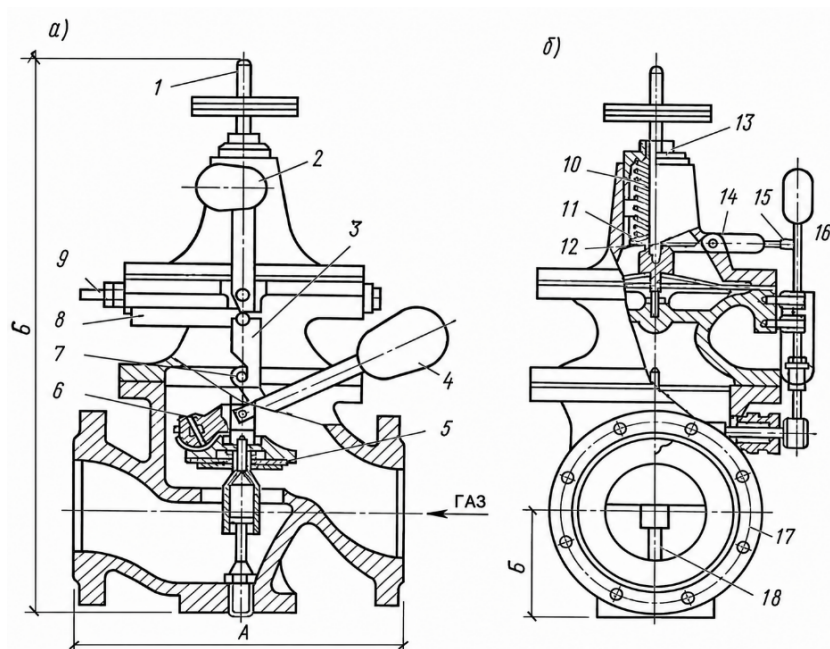


Рисунок 58. Предохранительно-запорный клапан ПКН стороны молотка:
а – вид сбоку со стороны молотка; б – вид со стороны выходного фланца

При падении давления газа за регулятором ниже предела настройки мембрана под действием груза опустится, коромысло поднимется и выйдет из зацепления со штифтом (15) рычага с молотком, который упадет на анкерный рычаг (8). Анкер (3) выйдет из зацепления со штифтом (7) и освободит клапан (5), имеющий вилку (6), который под действием рычага (4) с грузом закроет проходное сечение седла. Если давление газа под мембраной превысит заданную величину при настройке на максимум, мембрана со штоком (1) поднимется, преодолевая усилие пружины (10). Одновременно поднимется внутренний конец коромысла, освобождая из зацепления молоток (2). При этом, как и в предыдущем случае, клапан перекроет подачу газа.

Настройку клапана на требуемые пределы давления производят воздухом, накачиваемым под его мембрану через тройник с насосом и манометром. Клапан настраивают сначала на минимум давления, устанавливая, при каком грузе клапан закрывается, и отмечая соответствующее давление воздуха. Затем производят настройку на максимум, постепенно увеличивая нагрузку пружины.

Предохранительно-запорный клапан должен работать совместно со сбросными приспособлениями: пружинным сбросным клапаном ПСК (при рабочем сред нем давлении) или гидрозатвором (на низком давлении). Для этого постепенно повышают давление газа за регулятором путем открытия запорных устройств на обводной линии и регулируют сбросное устройство так, чтобы срабатывало при давлении, несколько меньшем, чем максимальное давление настройки предохранительного клапана. Диапазон разрыва величин давления может быть принят с учетом местных условий таким, чтобы избежать частых срабатываний ПКН от случайных кратковременных повышений давления. Для этого достаточно принять предел срабатывания ПСК на 10 % ниже верхнего предела настройки предохранительного клапана.

Пуск газового счетчика РС (ротационного) производят при нагрузке не менее 10 % от номинальной путем открытия сначала задвижки после счетчика, а затем (достаточно плавно) задвижки перед ним. Предварительно следует убедиться, что счетчик промыт от загрязнений, а его фильтр не засорен крупными частицами, попавшими после продувки газопровода. Счетчик снабжен дифференциальным манометром, который измеряет перепад давления до и после роторов. Величина перепада давления установлена в паспорте и при работе счетчика РС-1000 на природном газе и номинальной нагрузке не должна превышать 220 Па (22 кгс/м²). В случае превышения перепада давления, а также при появлении стука роторов необходимо остановить и промыть счетчик, проверить счетный механизм. Резкое снижение перепада давления показывает, что зазор между роторами и корпусом чрезмерно велик и такой счетчик следует признать непригодным для эксплуатации.

Перевод ГРУ (ГРП) на работу по обводной линии (байпасу) производят на время плановых ремонтов оборудования или при неисправности регулятора два работника под руководством лица, ответственного за газовое хозяйство. Согласовывая свои действия, оба работника попеременно снижают нагрузку регулятора и увеличивают пропуск газа через обводную линию до тех пор, пока винт пружины регулятора управления (пилота) не окажется полностью

вывернутым. Все это время следят за выходным давлением газа по манометру, поддерживая рабочее давление задвижкой байпаса. Далее медленно закрывают сначала отключающее устройство на входе, а затем после регулятора; закрывают краны импульсных трубок ПЗК и регулятора, расцепляют рычаги ПЗК и отпускают его клапан.

Характерные неисправности в работе оборудования ГРУ (ГРП)

При эксплуатации ГРУ (ГРП) котельной появление неисправностей в работе оборудования может привести к срабатыванию ПЗК и прекращению подачи газа к котлам. При этом следует учитывать, что срабатывание ПЗК может быть вызвано следующими причинами: резким сокращением отбора газа; засорением фильтра, отключающих устройств или их неисправностью; неполадками в работе регулятора, ПСК или самого ПЗК.

Утечки газа являются наиболее частой неисправностью оборудования ГРУ (ГРП) из-за нарушения герметичности большого количества фланцевых, резьбовых и сварных соединений газопроводов, импульсных трубок, узлов и деталей оборудования вследствие неправильного их монтажа. Утечки газа, обнаруженные при техническом обслуживании ГРУ (ГРП), устраняют немедленно. Методы устранения утечек подробно описаны в имеющейся литературе.

Неисправности газовых фильтров возникают вследствие засорения фильтрующего материала механическими примесями (пылью, смолистыми веществами, окалиной, сгустками конденсата). Засорение фильтра обнаруживается по перепаду давления в нем при максимальном расходе газа, составляющему более 10 кПа (0,1 кгс/см³).

Неисправности задвижек могут иметь самый разнообразный характер, предопределяя в ряде случаев необходимость полной замены отключающего устройства. Такими неустраняемыми на месте повреждениями могут быть: отрыв дисков от шпинделя и его искривление, не позволяющее перекрыть подачу газа; поломка маховика (происходит при чрезмерной затяжке); образование трещин буксы сальника (происходит при затяжке сальника с перекосом или при попытке устранить утечку газа через сальник без его перенабивки). Для устранения последней неисправности необходимо немедленно перекрыть задвижку, заменить нажимную буксу и отремонтировать (осуществить перенабивку) сальник. Если утечка газа через сальник возникает при исправной нажимной буксе, то ее можно устранить подтягиванием буксы или с помощью специального приспособления без закрытия задвижки.

Неисправности ПЗК характеризуются последствиями 1) клапан не перекрывает подачу газа, что может быть вызвано засорением клапана, дефектами уплотнения седла, заеданием штока или рычагов клапана (при падении молотка клапан остается открытым), дефекты устраняют при разборке клапана; 2) клапан перекрывает подачу газа без повышения давления газа за регулятором. Причины: разрыв мембраны головки клапана; засорение импульсной трубки; плохая настройка клапана; самопроизвольное срабатывание

ПЗК от вибраций оборудования; 3) клапан при настройке не открывается. Причины: отрыв клапана от штока (дефект обнаруживается при поднятии клапана); засорение перепускного клапана, который не позволяет выравнивать давление над основным клапаном и под ним; заедание штока клапана.

Неисправности в работе регуляторов давления типа РДБК1П и РДБК1:

1) клапан регулятора не обеспечивает плотность закрытия. Причинами неполадки могут служить: износ уплотняющей прокладки клапанов; попадание посторонних предметов под клапаны стабилизатора, регулятора управления или регулирующего клапана; деформация кромок седел; 2) при нагруженной пружине регулятора управления и малом давлении газа перед регулятором регулируемый клапан не открывается, причина может состоять в разрыве мембраны регулирующего клапана, которую необходимо заменить; 3) при понижении начального давления газа одновременно снижается и конечное давление, причина – сбросной регулируемый дроссель полностью открыт. Следует отрегулировать величину открытия сбросного дросселя.

При появлении автоколебаний в работе регулятора РДБК1 их устраняют подрегулировкой дросселей, а в случае вибрационного режима работы заворачивают штуцер дросселя сброса из надмембранной камеры регулирующего клапана до момента прекращения вибрации.

Наладка газогорелочных устройств

Наладка газовых горелок является важнейшим этапом пусковых работ в котельной, от ее успешного проведения зависят эффективность использования газа и нагрузочные характеристики котлоагрегатов. Эта работа является газоопасной, так как в процессе наладки возможны отрыв и проскок пламени, нарушения нормального режима работы топочных устройств и т. п. Все это наряду с особым исследовательским характером работы обуславливает проведение серьезных подготовительных мероприятий по составлению методики испытаний, расстановке аппаратуры и наблюдателей, подготовке инструмента, материалов и горелок к испытаниям. Поэтому работы по наладке горелок выполняет персонал специализированных организаций, а на крупных предприятиях – инженерно-технические работники, прошедшие специальную подготовку.

Целью наладочных работ является всестороннее изучение работы горелок в топочной камере данного типа. В результате этих работ составляют техническую характеристику горелок, отвечающую условиям надежной и экономичной их эксплуатации. В характеристику горелки входят следующие режимные параметры: производительность горелки, обеспечивающая требуемую нагрузку котла при оптимальном давлении газа; пределы устойчивой работы горелки; коэффициент инжекции или коэффициент избытка воздуха в топке при различных нагрузках горелки; качество смешения газа с воздухом и длина факела горелки; температурные условия в топочной камере при работе горелок. Приемы определения отдельных режимных параметров горелок лучше

всего проследить на примерах проведения испытаний различных типов горелок непосредственно в топках паровых котлов.

Подовые щелевые горелки. Горелки этого типа могут работать как с принудительной подачей воздуха, так и за счет естественной тяги. Последнее возможно только при установке их в котлах с малым газовым сопротивлением пучков и при отсутствии экономайзера. Этому требованию соответствуют только горизонтально-водотрубные котлы в основном устаревших типов. Котел ДКВР-10 из-за высокого газового сопротивления (100–120 МПа или 120–12 кгс/м²) оказался непригодным для работы с подовой горелкой на естественной тяге. Наладка подовой горелки заключается в определении требуемого давления газа для работы котла при номинальной нагрузке при условии, что потери теплоты с химическим недожогом газа отсутствовали или имели небольшую величину (менее 1%), а коэффициент избытка воздуха в топке котла не превышал 1,25.

Важнейшим фактором, определяющим работу котла с подовой горелкой на естественной тяге, является разрежение в топочной камере. Как видно из рисунка 59, указанные условия обеспечиваются при разрежении в топке горизонтально-водотрубного котла не менее 30 Па (3 кгс/м²). При исследовании влияния тяги каждый режим работы горелки снимали при определенном положении шибера котла. При этом давление газа перед горелкой изменялось в рабочем диапазоне от 1–3 кПа (100 до 300 кгс/м²). Одновременно производили отбор проб дымовых газов при входе в первый газоход котла с целью определения коэффициента избытка воздуха и потерь теплоты с химическим недожогом.

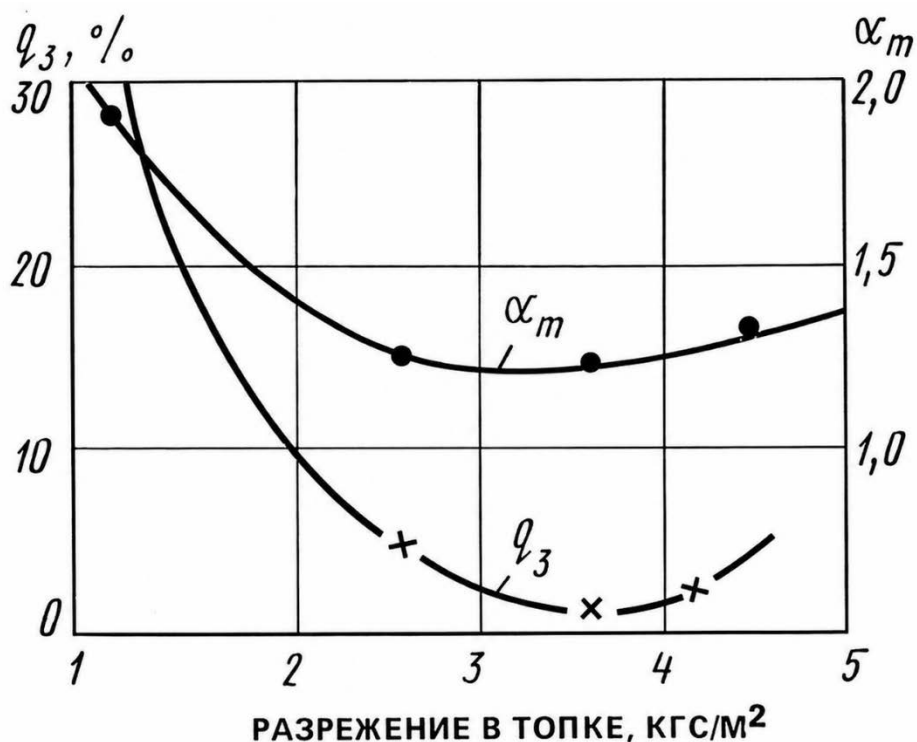


Рисунок 59. Результаты испытаний подовой щелевой горелки в водотрубном котле при работе на собственной тяге

Установлено, что эксплуатационный режим работы горелки, соответствующий нормальному разрежению в топке 20–30 Па или (2–3 кгс/м²), не совпадает с оптимальным, что указывает на сложность первоначальной наладки горелки. Уменьшение тяги приводит к росту потерь теплоты с химическим недожогом газа, несмотря на некоторое повышение коэффициента избытка воздуха. Это является следствием чрезвычайно вялого смесеобразования в щели горелки при отсутствии турбулизации потока воздуха. Имеющийся кислород не успевает вступить в реакцию горения газа и уходит из зоны горения неиспользованным. Повышение химического недожога с увеличением тяги объясняется тем, что при этом из-за большой скорости газовой смеси в щели горелки реакция горения не завершается вблизи огнеупорных стенок щели и часть смеси «проскакивает» в пространство топки, где температура уже недостаточна для продолжения горения. Таким образом, эксплуатация подовой горелки требует тщательного контроля тяги, и установка ее в топках водотрубных котлов без принудительного дутья нецелесообразна.

Инжекционные горелки среднего давления. Настройку работы горелок ИГК производят при определенном разрежении в топке (1,5–2 кгс/м², или 15–20 Па). К изучению влияния тяги переходят лишь после определения характеристики горелки при эксплуатационном режиме. При этом главной задачей является определение соответствия диаметра сопла горелки, принятого по проекту, условиям экономичной эксплуатации горелки без проскока и отрыва пламени в рабочем диапазоне изменения давления (600–3000 кгс/м², или 6–30 КПа). Рекомендуется принимать диаметр сопел горелок ИГК различной производительности при работе на природном газе в соответствии с таблицей 11.

Таблица 11. Техническая характеристика горелок ИГК

Показатель	Тип горелки					
	1–15	1–25	1–35	4–50	4–100	4–150
Расход газа, м ³ /ч	21,2	44,5	53	86	165	230
Минимальное давление газа, МПа	0,04	0,04	0,03	0,04	0,03	0,02
Тепловая мощность горелки, Гкал/ч	0,20	0,37	0,43	0,7	1,35	1,89
Коэффициент инжекции	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Наладка инжекционных горелок усложнена по сравнению с наладкой предыдущего вида горелки ввиду того, что при испытаниях необходимо определять на каждом режиме коэффициент инжекции горелки. Для этого отбирают пробы газовой смеси через узкую трубку, помещенную в корпусе горелки как можно ближе к стабилизатору. Место прохода трубки уплотняют замазкой из смеси асбеста с глиной на жидком стекле.

Коэффициент инжекции определяется в соответствии с содержанием кислорода в газовой смеси по формуле:

$$U' = \frac{A}{V_B^0} = \frac{1}{V_B^0} \left[\frac{(O_2^{CM} - O_2^T)}{(O_2^{B.K} - O_2^{CM})} \right],$$

где V_B^0 – теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 м³ газа, для природного газа; $V_B^0 = 9,52$ нм³/нм³; O_2^{CM} , O_2^T , $O_2^{B.K}$ – соответственно

процентное содержание кислорода, определяемое газовым анализом в смеси, горючем газе и воздухе котельной

Следует подчеркнуть, что коэффициент инжекции U' и определяемый наряду с ним коэффициент избытка воздуха в топке котла a_T не одно и то же понятие, поскольку величины U и a_T могут сильно различаться как вследствие различного подвода вторичного воздуха, так и вследствие неорганизованных присосов воздуха через неплотности. На величину U' в основном влияет размер диаметра сопла горелки. Так, при наладке трех горелок ИГК-170 в топке котла ДКВР-4 был сильно превышен диаметр сопла по сравнению с расчетным (14,5 вместо 10,8 мм). В результате вместо требуемого коэффициента инжекции $U' = 1,05$ была достигнута величина 0,5. Поэтому для обеспечения подачи воздуха было организовано вторичное дутье, так как уменьшение диаметра сопел привело к снижению нагрузки котла. В этом случае мы встречаемся с ошибкой проекта: на котел следовало бы установить три горелки ИГК-250.

Полное соответствие установленных горелок по проекту в большинстве случаев является гарантией обеспечения необходимого коэффициента инжекции. Остается лишь выяснить диапазон устойчивой работы горелок без проскока и отрыва пламени, а также расходную характеристику каждой горелки. Испытания на проскок одной из горелок ведут при включенных остальных горелках, а на отрыв – при выключенных горелках, кроме исследуемой. Этим создаются наиболее жесткие температурные условия работы стабилизатора горения. Испытания на устойчивость горения следует производить очень осторожно, каждый раз вентилируя топку и газоходы котла после достижения результата и отмечая давление газа, при котором произошел проскок или отрыв пламени.

Расходную характеристику горелки составляют по результатам замеров расхода газа на горелку путем изменения от режима к режиму давления газа после запорного устройства горелки. Эти замеры можно выполнить, пользуясь счетчиком или дроссельной диафрагмой в ГРУ котельной при условии, что каждый раз будет включена только одна горелка из всех имеющихся у котлов. Иначе необходимо устанавливать дроссельное устройство на газопроводе поочередно у всех горелок.

Смесительные горелки. Наиболее широкое применение смесительные горелки получили при переоборудовании котлов ДКВР для сжигания газа. Основной сложностью при наладке таких горелок является обеспечение правильного пропорционирования газа и воздуха при изменении нагрузки котла. Предварительная подготовка к наладочным работам состоит в проверке исправности газового оборудования и соответствия газогорелочных устройств проектным данным. Общекотельные работы заключаются в проверке вспомогательного оборудования, взрывных клапанов, контрольно-измерительных приборов и систем автоматики и сигнализации. Присосы воздуха через неплотности в обмуровке топки, газоходов и экономайзера должны быть устранены.

Проверку горелок производят путем сравнения размеров проходных сечений и отверстий с проектным. Наблюдалось немало случаев, когда горелки были изготовлены силами предприятий с отступлениями от чертежей. В

частности, размеры газовыпускных отверстий горелок ГА иногда бывают увеличенными по сравнению с проектными, что не позволяет обеспечить тщательное перемешивание газа с воздухом при давлениях воздуха, соответствующих паспортным данным. Для полного сгорания газа в этих случаях приходится увеличивать коэффициент избытка воздуха до 1,2–1,3, что приводит к значительным потерям теплоты с уходящими газами. Завышение производительности горелки сильно уменьшает диапазон ее регулирования, что является основным препятствием для получения регулировочной характеристики горелки и составления режимной карты котла.

Особенностью наладки горелок ГМГ, работающих с первичным и вторичным воздухом, подаваемым от одного вентилятора через соответствующие регистры, является устранение взаимного влияния горелок на работу друг друга. Первичный воздух в этой горелке служит для улучшения процесса смешения и укорачивания факела. Вторичный воздух охлаждает нагретые части горелки. При расположении горелок рядом или одна против другой необходимо предусматривать противоположную закрутку потоков воздуха. В каждой горелке первичный и вторичный воздух закручивается только в одну сторону. Подача первичного воздуха в горелки не должна прекращаться, так как это вызовет нехватку воздуха для горения газа.

Газомазутные горелки. Задача наладки горелок этого типа состоит в том, чтобы обеспечить возможность быстрого перехода с газового топлива на резервное и обратно. Коэффициент избытка воздуха при сжигании обоих видов топлива принимают 1,15 и регулируют его одним из способов, указанных выше. Большую сложность представляет выбор способа регулирования нагрузки при сжигании мазута. Так, регулирование форсунок с механическим распылением за счет снижения давления мазута возможно лишь в узких пределах, поскольку при этом ухудшается качество распыления. Поэтому изменение нагрузки котла с такими форсунками производится изменением числа работающих форсунок. При этом регулировочная характеристика имеет не плавный, а ступенчатый вид.

При выключении отдельных форсунок возникает необходимость защитить мазутные форсунки от образования твердых отложений кокса и обгорания, а также предупредить значительный подсос воздуха через шиберы неработающих форсунок. Обычно коксообразование предупреждается продувкой форсунок паром после их отключения и перед включением. Для этого необходимо предусмотреть подвод пара. Однако эта задача решается проще, если предусмотреть охлаждение форсунок водой под давлением с температурой около 100 °С. Защиту от обгорания осуществляют путем выбора наиболее благоприятного месторасположения форсунок в амбразуре горелки.

Газомазутные горелки ГМГМ, разработанные ЦКТИ совместно с заводом «Ильмарине», позволяют поддерживать коэффициент избытка воздуха на выходе из топки в пределах 1,05–1,15 (рис. 60).

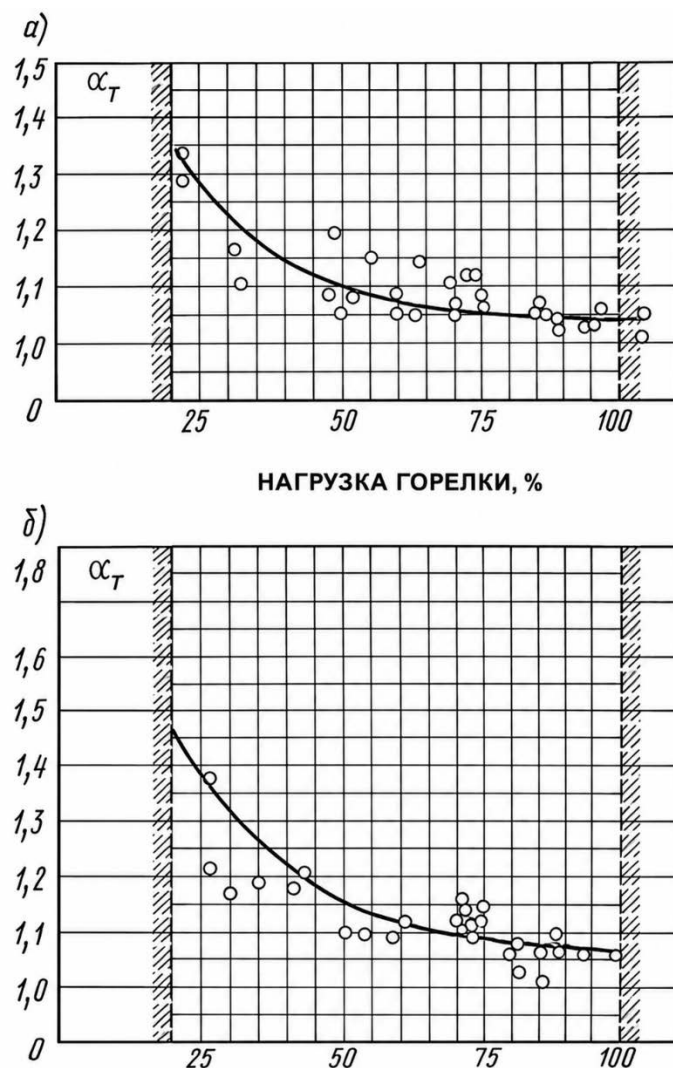


Рисунок 60. Зависимость коэффициента избытка воздуха на выходе из топки от нагрузки горелки типа ГМГМ (в % для всех типов горелки):
а – при работе на природном газе; *б* – при работе на мазуте

При наладке работы газомазутных горелок типа ГМГМ следует учитывать, что их проектные параметры работы могут быть достигнуты лишь при сжигании топлива с определенными характеристиками: топочного мазута марок 40 и 100, мазута флотского Ф5 и Ф12, а также горючего газа с теплотой сгорания 8500–850 кДж/м³ (35000±3500 кДж/м³). Для этих видов топлива ЦКТИ и заводом составлены режимные графики работы горелок ГМГ-2м и ГМГ-4м, приведенные на рисунке 61. Режимные графики представляют собой зависимости требуемого давления мазута, пара, газа и воздуха от расчетной теплопроизводительности горелки при стандартной температуре газа и воздуха +20 °С. Если характеристики топлива и воздуха на объекте существенно отличаются от расчетных, то должен быть выполнен новый режимный график горелки с последующей проверкой в период проведения наладочных работ. Пересчет производят для номинальной и минимальной теплопроизводительности и в одной-двух точках для промежуточных нагрузок.

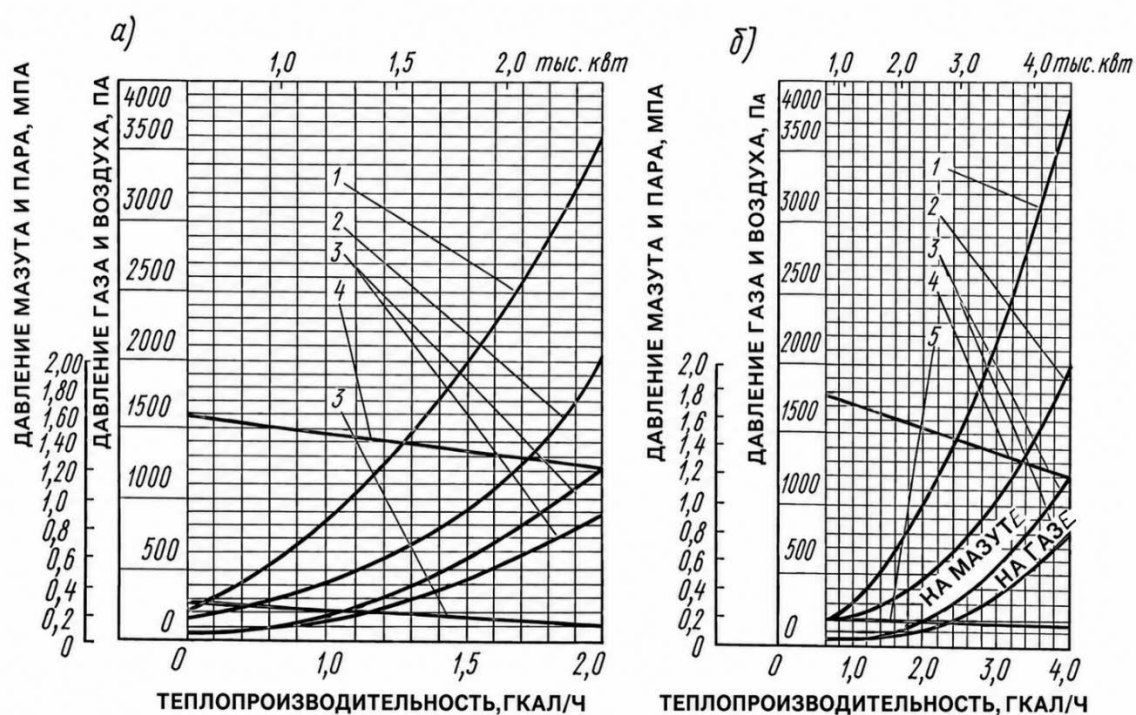


Рисунок 61. Режимный график горелки ГМГМ:

а – ГМГ-2м; *б* – ГМГ-4м;

1 – давление газа; 2 – давление мазута; 3 – сопротивление горелки по вторичному воздуху; 4 – сопротивление по первичному воздуху; 5 – давление распыливающего пара

Допускается использование горелок ГМГм для сжигания тяжелых сортов жидкого топлива – дизельного, солярового масла и др. Конструкция форсунки при этом не изменяется, но расходная характеристика ее и, следовательно, режимный график горелки будут зависеть от удельной массы и вязкости топлива. Так как рабочая характеристика горелки при работе на газе с теплотой сгорания, отличающейся от расчетной, резко изменяется, то в этом случае горючий газ допускается использовать после пересчета и реконструкции газораспределительных насадков горелки. Расчет газового насадка включает: определение общей площади газовыходных отверстий, выбор сечения газовыходных отверстий и проверку глубины проникновения газовых струй в воздушные потоки. При реконструкции изменяют число и диаметр отверстий.

Горелки промышленных котлов работают на воздухе и горючем газе с температурой 20 °С. Иногда по условиям эксплуатации температура воздуха и горючего газа, подаваемого на горелки, изменяется. Как правило, такое изменение температуры носит сезонный характер. Объясняется это тем, что некоторые производственные и отопительные котельные имеют забор воздуха вне помещения и наружные коммуникации подвода горючего газа, проложенные по эстакаде. Так как ручное регулирование режима горелок и настройка автоматики ведутся по режимному графику (т. е. по зависимости давлений воздуха и топлива от нагрузки при определенной температуре), изменение температур воздуха и горючего газа приведет к уменьшению или увеличению их объемов и снижению экономичности сжигания.

Поэтому весьма важным условием нормальной эксплуатации являются постоянный контроль за температурой воздуха, температурой газа и корректировка режимного графика. В некоторых случаях целесообразно иметь сезонные режимные графики. Пересчет режимных графиков ведут по общепринятой методике. При расчете следует иметь в виду, что коэффициент сопротивления воздушной части горелки по среднерасходной скорости $\zeta = 3$. Коэффициент сопротивления газовой части горелки по скорости из газовыхыходных отверстий также равен 3.

Теплотехнические испытания котлов, работающих на газообразном топливе

Производственные теплотехнические испытания котлов в зависимости от степени сложности подразделяют на три категории: 1 – приемосдаточные испытания, 2 – эксплуатационные (балансовые) и 3 – режимно-наладочные испытания. Для всех перечисленных категорий общими определяемыми характеристиками работы котла являются производительность, параметры вырабатываемого теплоносителя, КПД и потери теплоты, удельный расход топлива.

Испытания, проводимые по 1 категории сложности, имеют целью проверку характеристик котла, гарантируемых заводом-изготовителем. В задачи балансовых испытаний (2 категория) входит выявление эксплуатационных и экономических характеристик котла – устойчивости в работе горелочных устройств с заданным коэффициентом избытка воздуха, а также соответствия эксплуатационных показателей работы котла расчетным при номинальной, минимальной и двух-трех промежуточных нагрузках. Режимно-наладочные испытания (3 категория) наиболее распространены и чаще всего проводятся независимо от балансовых испытаний, имея целью составление для эксплуатационного персонала режимных карт работы котлов и разработку рекомендаций по максимальному повышению эффективности использования газового топлива. Эти испытания проводят на всех котлах, имеющихся в котельной.

Организация режимно-наладочных работ включает проведение предварительных измерений, составление программы испытаний, проведение наладочных и основных опытов. Работы на вновь вводимых в эксплуатацию котлах проводят специализированные организации после получения заказчиком разрешения на пуск газа, выдаваемого местным надзорным органом. Для этого выделяют наладочную группу, состав которой зависит от характера, объема испытаний и производительности котлов. Группа работает по договору, заключенному с потребителем газа, после предварительного осмотра объекта руководителем испытаний. Обслуживает котельную в период испытаний, как правило, эксплуатационный персонал заказчика.

На объекте уточняют задачи испытаний, согласовывают порядок и сроки проведения работ, изучают техническую документацию по данному котлу и проект газоснабжения, а также изучают требования нормативных документов по

имеющемуся газовому оборудованию котельной, водоподготовительным и питательным устройствам. Заказчик предоставляет акты на проверку эксплуатационных средств измерений, на состояние газоходов котла и на очистку внутренних поверхностей нагрева. Контролируют состояние тягодутьевых машин, соответствие их паспорту и расчетным характеристикам работы котла на номинальной нагрузке.

Проведение теплотехнических испытаний почти всегда требует дополнительного оснащения котлов средствами измерений. Поэтому руководитель испытаний (группы наладчиков) составляет схему расположения точек измерений с указанием характерных режимных точек котла. Каждому прибору на схеме присваивают порядковый номер, в том числе для переносных приборов (газоанализаторов и др.). Пример схемы измерений приведен на рисунке 62 для случая испытаний парового котла типа ДКВР, оборудованного смесительными газовыми горелками низкого давления. К схеме измерений прилагают таблицы замеров основных параметров, в которых указаны: место измерения, номер точки на схеме, наименование прибора, класс точности, цена деления, шкала прибора и единицы измерений.

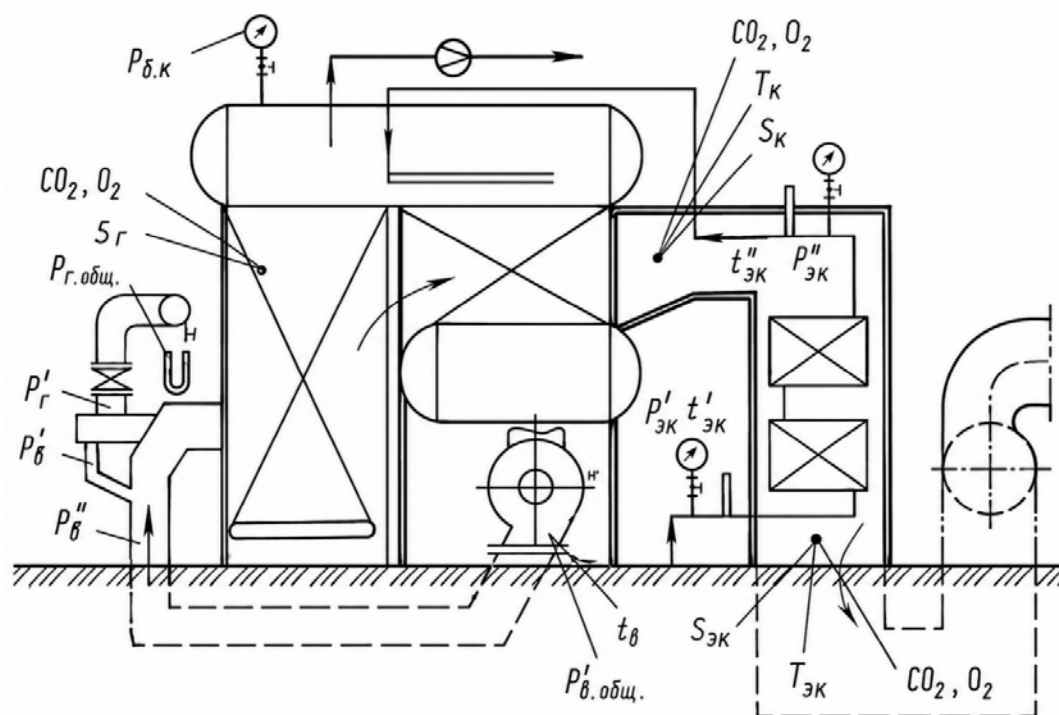


Рисунок 62. Схема теплотехнических измерений при балансовых испытаниях парового котла типа ДКВР со смесительными газовыми горелками:

t_v – температура воздуха; $P_{в.общ.}$ – общий напор вентилятора; $P''_в$ – давление воздуха в коллекторе; $P'_в$ – давление воздуха перед горелкой;

$P_{г.общ.}$, $P'_г$ – давление газа в коллекторе и перед горелкой;

$S_т$, $S_к$, $S_{ЭК}$ – разрежение соответственно в топке, за котлом и за экономайзером;

CO_2 , O_2 – содержание в дымовых газах диоксида углерода и кислорода;

$T_к$, $T_{ЭК}$ – температура дымовых газов за котлом и за экономайзером;

$P_{ЭК}$, $P''_{ЭК}$ – давление воды перед и за экономайзером; $t'_{ЭК}$, $t''_{ЭК}$ – температура воды перед и за экономайзером

Снятие эксплуатационных характеристик котла производят в порядке проведения прикидочных опытов для составления «фотографии» работы котла. Цель прикидочных опытов – убедиться в отсутствии неполадок при работе котлов и тепломеханического оборудования, исправности отключающих устройств и регулирующей арматуры котла, достоверности показаний контрольно-измерительных приборов. В случае обнаружения отклонений составляют перечень работ по устранению выявленных дефектов, который передают в согласованные сроки владельцу котельной. Продолжительность прикидочных опытов не регламентируется. Измерения ведут при установившемся режиме работы котла, сопровождая их контрольными подсчетами наиболее характерных показателей: расхода газа, воздуха и пара (горячей воды), давления газа и воздуха, температуры и состава продуктов сгорания за котлом, разрежения в топке и за котлом.

Если показатели работы котла окажутся неудовлетворительными (не обеспечивается паро- или теплопроизводительность; наблюдаются пульсации, химическая неполнота сгорания, высокая температура уходящих газов и т. п.), то испытания приостанавливают для проведения осмотров и проверки состояния котла, газогорелочных и тягодутьевых устройств, тепломеханического оборудования. По результатам осмотра составляют дефектную ведомость, передаваемую заказчику для выполнения соответствующих исправлений.

Режимно-наладочные и балансовые опыты проводят на полностью отлаженном котле и исправном вспомогательном оборудовании. Продолжительность опытов и условия работы котла до начала испытаний, во время опытов и между отдельными режимами выдерживают в соответствии с принятыми методиками испытаний. Длительность выдерживания испытательной нагрузки котла непосредственно перед опытом должна составлять не менее 3 ч, а продолжительность работы котла от растопки до начала испытаний – не менее 48 ч. Непрерывная продувка котла во время опыта должна быть приостановлена, если это допускает водно-химический режим котла.

Влияние на работу котла одного из варьируемых параметров должно определяться при неизменных (в пределах допустимых отклонений) остальных параметрах. Следует также обеспечить стабильные условия работы газогорелочных устройств на всех уровнях нагрузки котла: при оптимальном положении факела в топке; оптимальном расходе воздуха на горение и наилучшем качестве его смешения с топливом; заданной производительности дымососа или величине естественной тяги в дымовой трубе.

Испытаниями определяют два важнейших режимных параметра работы котла: минимально устойчивой нагрузки и максимально допустимой нагрузки. Эти параметры находят путем ступенчатого изменения нагрузки (по 10–20 % его номинальной производительности) с выдержкой времени, необходимой для проведения всего объема измерений (но не менее 1 ч). Опыт на максимально допустимой нагрузке проводят с малыми приращениями (5–10 %) нагрузки в течение 2–3 ч.

Материалы испытаний обрабатывают в две стадии: по мере их получения в ходе опытов и на окончательной стадии, по их завершении. Обработка результатов включает: а) определение достоверности данных измерений и отбор результатов, подлежащих обработке и анализу; б) подсчет средних значений измеренных величин; в) расчет коэффициентов избытка воздуха на всех нагрузках котла, а также определение присосов воздуха; г) приведение видимых значений расходов газа, воздуха, пара и воды к действительным значениям; д) составление теплового баланса котла и определение основных характеристик его работы; е) составление сводной ведомости результатов измерений и режимной карты работы котла. По результатам теплотехнических испытаний составляют технический отчет, являющийся документом, содержащим основные сведения по работе котельной с котлами данного типа. Своевременное (1 раз в 3 года) проведение режимно-наладочных испытаний котлов дает возможность повысить их КПД примерно на 3–5 %. В результате улучшения режима эксплуатации достигается заметная годовая экономия топлива, определяемая по формуле:

$$\Delta B = \left[\left(Q_k \tau_{\text{уст}} (\eta_2 - \eta_1) / (Q_n^p \eta_1 \eta_2) \right) \right] \cdot 3600,$$

где Q_k – установленная теплопроизводительность котельной; η_1, η_2 – КПД установки до и после проведения мероприятий по его повышению.

Методика обработки опытных данных по балансовым испытаниям котлов сводится к составлению теплового баланса котла, представляющего собой уравнение, в котором количество теплоты, израсходованной с топливом, сопоставляется с количеством полезной теплоты, полученной с теплоносителем. Тепловой баланс составляют для установившегося режима работы котла. В зависимости от метода определения составляющих теплового баланса различают прямой и обратный балансы. По первому методу определяют как количество затраченной теплоты (расход топлива и его теплоту сгорания), так и количество полезной теплоты (расход пара или горячей воды и разность энтальпий пара или горячей воды и питательной воды).

Метод обратного баланса предпочтительнее, поскольку он позволяет определять условия эксплуатации котла, при которых можно получать наиболее высокие его КПД. Последний представляет собой относительную величину (в %) полезно используемой теплоты q_1 %, определяемую по уравнению:

$$q_1 = \eta_{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_5),$$

где $\eta_{\text{бр}}$ – КПД брутто котла; $q_2 + q_3 + q_5$ – относительные величины потерь теплоты соответственно с уходящими газами, от химического недожога и в окружающую среду; здесь отсутствует величина q_4 – потеря теплоты от механического недожога твердого топлива.

Величины q_2 и q_3 рекомендуется определять по упрощенной методике, предложенной М. Р. Равичем. К преимуществам этой методики относятся быстрое получение результатов, необязательность учета состава газа и ряд других. Основой методики служит применение обобщенных показателей процесса горения, мало меняющихся для одного и того же вида топлива. К таким

показателям относятся: жаропроизводительность (теоретическая температура горения) топлива, составляющая для природного газа 2000 °С; максимальное содержание СО, в продуктах сгорания СО, равное 11,8 %; отношение объема сухих продуктов сгорания к общему объему продуктов горения (0,81); значение низшей теплоты горения топлива, отнесенное к 1 м³ сухих продуктов горения и равное 4190 Дж/м³ (1000 ккал/м³). Располагая этими характеристиками, можно найти потерю теплоты с уходящими газами q_2 и потерю теплоты с химическим недожогом q_3 .

Снятие режимных характеристик имеет значение не только для достижения высоких экономических показателей котельной установки, но и для выявления имеющихся резервов в повышении паропроизводительности, для наладки работы автоматики и т. д. Так, в результате обследования работы одной из котельной установок выяснилось, что вследствие неправильных показаний расходомеров и низкого уровня эксплуатации паропроизводительность котлов составляла менее 60 % возможной при рациональном режиме работы, а КПД котельной установки был на 12–15 % ниже нормального. Это позволило опровергнуть сделанные первоначально выводы о необходимости расширения котельной и в результате наладки работы котлов достигнуть требуемых показателей. Именно в этом состоит роль специализированных организаций, проводящих испытания котлоагрегатов с целью составления режимных карт работы котлов.

Часто при испытаниях котлов выясняется, что несмотря на высокий коэффициент избытка воздуха за котлом, в продуктах сгорания топлива присутствует оксид углерода СО, являющийся продуктом незавершенных реакций горения метана и других углеводородных газов. Это обстоятельство может быть следствием только чрезмерного присоса воздуха через неплотности в обмуровке котла, в то время как сам процесс горения протекает либо с недостатком воздуха, либо в условиях плохого перемешивания компонентов в процессе горения. Иногда вследствие присосов падает температура уходящих газов за котлом или за экономайзером, что может вызвать выпадение конденсата на поверхности нагрева. В качестве примера в таблице 12 приведены результаты пусконаладочных испытаний котлоагрегата ДКВР-10/13, переведенного на прямоточный водогрейный режим работы.

Таблица 12. Результаты пусконаладочных испытаний котлоагрегата ДКВР-10/13 в водогрейном режиме

Показатель	Нагрузка котлоагрегата, %			
	48,6	73	87	97
Тепловая мощность, МВт	5,08	7,73	9,09	10,16
Расход воды через котел, т/ч	115	115	115	115
Температура воды, °С:				
на входе в экономайзер	43	42	43	43
на выходе из котла	81	99	111	119
Давление воды, МПа:				
на входе в экономайзер	0,932	0,932	0,922	0,971
на выходе из котла	0,765	0,765	0,765	0,804

Показатель	Нагрузка котлоагрегата, %			
	48,6	73	87	97
Гидравлическое сопротивление котлоагрегата, МПа	0,167	0,167	0,157	0,167
Давление газа на горелках, МПа	0,0049	0,0098	0,0147	0,0196
Давление воздуха, Па	34,3	88,3	137,3	147,2
Температура уходящих газов, °С:				
за котлом	126	160	185	200
за экономайзером	63	82	94	98
Температура холодного воздуха, °С	25	25	25	25
Разрежение в топке, Па	24,53	19,62	19,62	19,62
Содержание углекислоты в уходящих газах, %	6,8	8,9	8,6	8,6
Содержание кислорода в уходящих газах, %	3,9	6,8	5,7	5,3
Коэффициент избытка воздуха за экономайзером	1,66	1,43	1,33	1,3
Потеря теплоты, %:				
с уходящими газами	2,77	3,18	3,64	3,84
в окружающую среду	3,7	2,48	2,1	1,6
Расход газа по счетчику, м ³ /ч	555	800	965	1134
Расчетная тепловая мощность, МВт	5,15	7,91	9,09	10,36
КПД котлоагрегата брутто, %	93,5	94,5	94,2	94

Эксплуатация котлоагрегатов на газовом топливе и мазуте

Эксплуатация котельной установки включает проведение следующих работ: а) теплотехнический контроль и регулирование параметров работы котлоагрегатов; б) поддержание котлоагрегатов и оборудования в рабочем состоянии в течение определенного периода (например, в течение отопительного сезона); в) обеспечение безопасности, долговечности и надежности работы котлов.

Независимо от принципа управления работой котлоагрегатов (ручное, автоматическое, дистанционное) технологический режим котла, заданный требованиями теплоснабжения, должен поддерживаться строго в определенных пределах изменения параметров теплоносителя (температуры воды или давления пара). То же самое можно сказать и о выполнении остальных требований эксплуатации. Однако методы, с помощью которых осуществляют контроль и управление процессами, протекающими в котле, участие персонала в безопасности ведения процессов, зависят от степени автоматизации данной установки. В большинстве отопительных и промышленных котельных участие операторов в регулировании котлов составляет все еще значительную долю. Поэтому качество эксплуатации котлоагрегатов во многом определяется опытом и квалификацией обслуживающего персонала. В настоящей главе наряду с вопросами эксплуатации автоматизированных котельных установок рассматриваются задачи ручного управления работой котлов, что позволяет более полно оценивать те преимущества, которые дает автоматизация котлоагрегатов.

Целью управления является поддержание требуемых параметров работы котла. К этим параметрам относятся: а) давление пара в барабане котла,

температура перегретого пара или горячей воды (технологический параметр); б) количество сжигаемого топлива, расход воздуха и разрежение в топке (тепловой параметр); в) уровень воды в барабане котла; г) разрежение за котлом; д) наличие электропитания; е) устойчивость горения газа; ж) подача газа и воздуха к горелкам. Пункт «ж» отражает параметры безопасности работы котла. Оператор контролирует указанные параметры по показаниям контрольно-измерительных приборов, согласуя свои действия с величинами заданных значений параметров, которые он должен твердо знать (получение информации).

Поскольку указанные параметры в той или иной мере связаны между собой, оператор котла должен решить, как отрегулировать данный параметр, учитывая его зависимость от остальных. Например, давление пара в котле определяется одновременно отбором его для потребления и тепловой нагрузкой топочной камеры, а уровень воды в барабане зависит как от количества отбираемого пара, так и от питания котла водой. Поэтому, регулируя нагрузку газовых горелок, оператор должен вслед за этим отрегулировать разрежение за котлом, обратить внимание на уровень воды и т. д. Следовательно, полученная оператором информация от приборов будет полезной лишь после того, как он, по крайней мере, изучит инструкцию и будет знать, что следует делать в зависимости от показаний приборов. Отсюда появляется третье необходимое звено в работе оператора: использование или «переработка» информации.

Приняв решение о способе регулирования какой-либо величины, оператор воздействует вручную на соответствующий регулятор, например, дроссельную заслонку газопровода, регулируя одновременно связанную с этим величину подачи воздуха для горения, величину разрежения и питания котла. Нетрудно видеть, что главной особенностью рассматриваемого способа регулирования является вероятность того, что приращение регулируемой величины может оказаться больше или меньше необходимого. Поэтому оператор должен проконтролировать свои действия и при необходимости внести поправки на изменение режима, осуществляя своеобразную «обратную связь».

Рассмотренные выше принципы управления работой котлоагрегата можно изобразить в виде логической схемы (рис. 63), которая составляет основу действия также и систем автоматического регулирования.

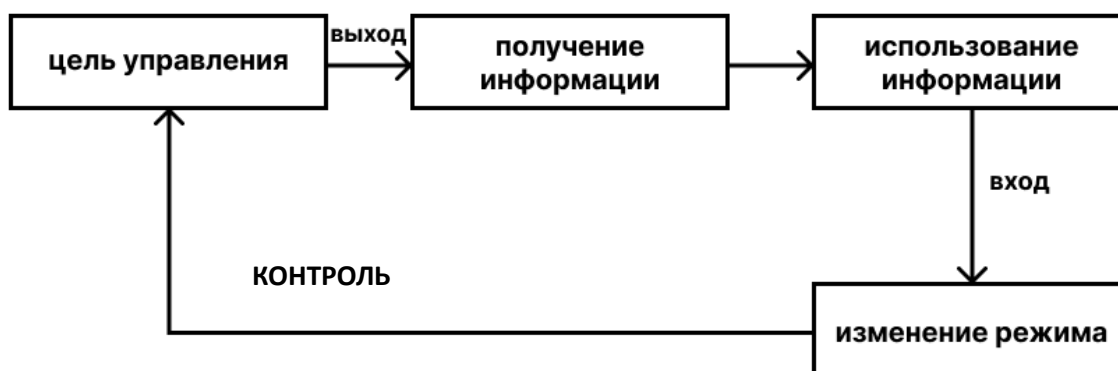


Рисунок 63. Логическая схема управления работой котлоагрегата

Ниже описан порядок действий оператора, обслуживающего паровой котел. При этом ограничиваются только вопросами, относящимися к использованию газообразного топлива.

Обслуживание котла со смесительными горелками

Существенной особенностью работы агрегатов на газовом топливе является необходимость проведения подготовительных мероприятий для осуществления безопасного пуска котла. Характер этих мероприятий зависит от того, производится пуск котла в действующей котельной или после длительного перерыва в ее работе. Если котельная некоторое время находилась в работе, то подготовительные операции можно включить в цикл пусковых работ по обслуживанию котла. В число этих операций входят: осмотр котла перед пуском, проверка положения запорных устройств перед котлом и горелками, определение разрежения в топке и за котлом, готовность контрольно-измерительных приборов к работе (включение импульсных линий, заполнение жидкостных манометров и т.п.). Особенно ответственным моментом является проверка состояния отключающих устройств: кранов, задвижек и дроссельных заслонок, которые должны быть закрыты, за исключением кранов на продувочной линии и на газопроводе безопасности.

Рассмотрим порядок действий оператора в соответствии с циклограммой, показанной на рисунке 64, отражающей выполнение отдельных циклов: включение котла со смесительными горелками в работу, регулирование нагрузки и останов котла.

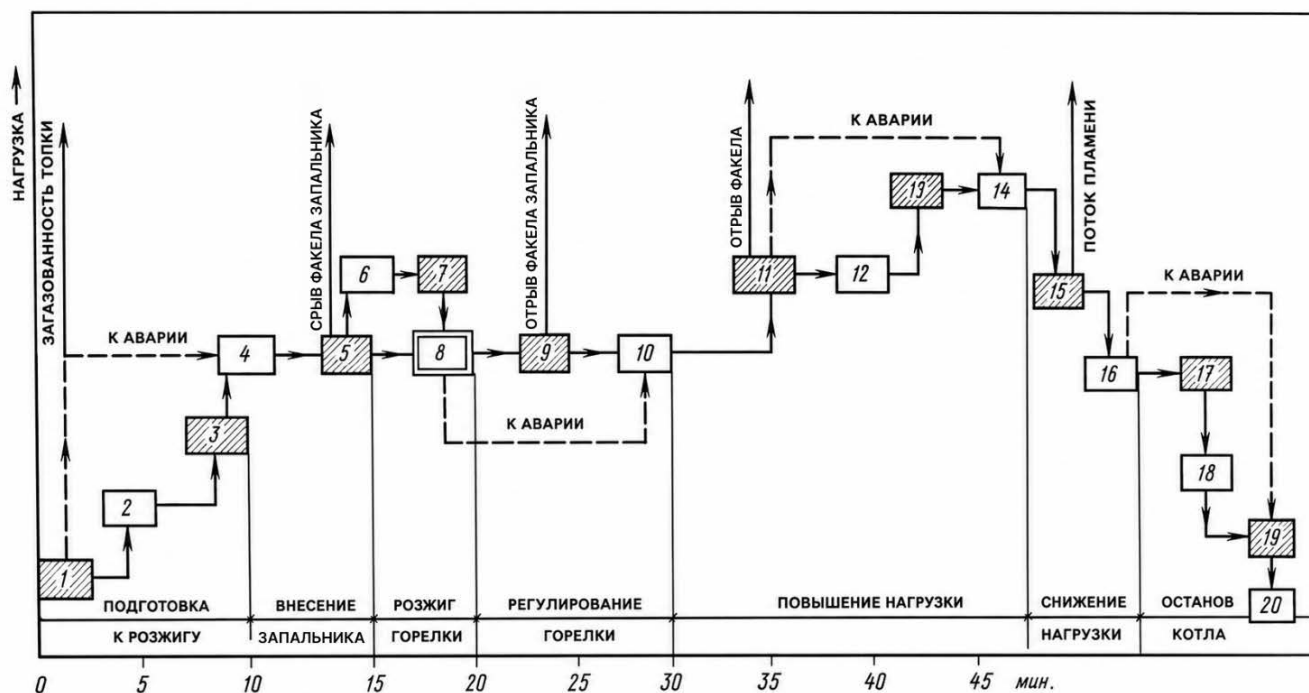


Рисунок 64. Циклограмма работы оператора по обслуживанию котла

Операция 1: контроль готовности котла, проверка поверхности нагрева, обмуровки топки, взрывных клапанов, запорных устройств, приспособлений для зажигания горелок, контрольно-измерительных приборов. Если оборудование исправно и котел залит до нужной отметки водой, оператор приступает к пуску котла.

Операция 2: показывает действия оператора по управлению шиберами и тягодутьевыми устройствами с целью вентиляции топки. Эту ответственную профилактическую операцию выполняют с целью удаления из топки и газоходов котла газозвдушной смеси, которая могла образоваться при случайной утечке газа через неплотные запорные устройства перед горелками. Перед пуском дымососа в нормальном (невзрывобезопасном) исполнении следует убедиться на слух, что его ротор не задевает за корпус. Такую проверку производят поворотом ротора вручную при закрытом шибере перед дымососом. Попутно следует еще раз убедиться в том, что дымоотводящий тракт не имеет внешних повреждений, а все люки и лазы плотно закрыты. Вначале пускается в работу дутьевой вентилятор, а затем через 5–6 мин дымосос; продолжительность вентиляции 10–15 мин.

Операция 3: контроль разрежения в топке котла. По окончании вентиляции топки, не выключая дымососа и вентилятора, следует плотно закрыть воздушную заслонку на воздухопроводе и произвести контроль разрежения в верхней части топки, величина которого должна находиться в пределах 10–20 Па. Предварительно необходимо убедиться в исправности и правильности установки тягомера. Наличие разрежения можно проверить и при отсутствии тягомера, приложив к глазку топки лист тонкой бумаги. Если разрежение больше нормы, то следует отрегулировать его шибером за котлом.

Операция 4: при наличии достаточного разрежения можно открыть последовательно все запорные устройства перед котлом, кроме рабочих кранов, продуть в течение 1–2 мин газопровод, зажечь запальник, закрыть краны на продувочной и сбросной линиях и лишь после этого открыть контрольное запорное устройство перед горелкой в схеме обвязки котла. После этого внести запальный факел в топку.

Операция 5: контроль факела запальника. Поместить запальник так, чтобы оператор мог видеть факел, находясь несколько сбоку от зажигаемого газогорелочного устройства. Если факел запальника оторвался, то при повторной попытке розжига это может привести к аварии (взрыву в топке). В этом случае необходимо вынуть запальник и проверить, закрыта ли воздушная заслонка перед горелкой; при внесении запальника в топку необходимо контролировать его расположение относительно газовыходных отверстий горелки.

Операция 6: повторная вентиляция топки в течение 1–2 мин.

Операция 7: новый контроль разрежения после некоторого уменьшения его с помощью шибера за котлом.

Операция 8: зажигание горелки. Если горелка зажглась нормально, несколько приоткрывают воздушную заслонку. Рабочий кран 3 горелки должен открываться на четверть оборота или несколько больше, чтобы давление газа по манометру не превышало 200 Па. Давление воздуха поддерживается по

регулирующей характеристике горелки и составляет для горелок типа ГА от 100 до 150 Па.

Операция 9: контроль зажигания горелки. Если факел горелки оторвался, пламя погасло, необходимо немедленно закрыть контрольное и рабочее запорные устройства, открыть кран газопровода безопасности или продувочной линии и приступить к повторной вентиляции топki в течение 10 мин, действуя далее в соответствии с инструкцией по розжигу горелок. При устойчивом горении газа – приступить к регулировке горелки, после чего можно зажечь остальные горелки, соблюдая правила безопасности в соответствии с имеющейся инструкцией.

Операция 10: регулирование горения газа. Факел горелки должен быть спокойным, прозрачным и иметь желтую окраску в конце. Наличие пульсаций и сильного шума означает, что в горелку поступает излишнее количество воздуха. В начальный период горелка должна 30–40 мин работать на малой нагрузке, что позволяет более равномерно прогреть футеровку топki и предохранить ее от преждевременного разрушения. Увеличивать нагрузку следует, прибавляя сначала подачу газа, а затем воздуха. При уменьшении нагрузки, наоборот, сначала уменьшают подачу воздуха, а затем газа. Это дает возможность избежать отрыва пламени из-за избытка воздуха.

Операции 11–14: подъем нагрузки, во время которого контроль давления газа и воздуха чередуется с регулированием тяги. При этом надо следить за тем, чтобы в верхней части топki не создавалось положительного давления. Останов котла следует начинать с контроля.

Операция 15: предупредить лицо, осуществляющее водоосмотр, о предстоящем выключении котла и снизить нагрузку, поддерживая нормальный уровень воды по водоуказательному стеклу.

Операция 16: выключить горелку и прекратить дутье воздуха к ней.

Операция 17: контролировать тягу и дутье при работе остальных горелок на сниженной нагрузке.

Операция 18: поочередно выключить горелки, закрыть контрольную задвижку и задвижку перед котлом, открыть краны на продувочной и сбросной линиях.

Операции 19–20: Через 5 мин после выключения всех горелок остановить дутьевой вентилятор, а через 10 мин – дымосос. Закрывать все шиберы воздухопровода и дымоходе котла, отключить манометры и тягомер.

Как видно, действия оператора в период обслуживания котла (регулирования нагрузки) напоминают работу автоматики горения по принципу «больше-меньше». Иначе выглядят действия оператора во время розжига и выключения горелок, когда он должен соблюдать условия безопасности работы и поступать в соответствии с логической схемой «нет-есть» (горение, тяга и т. д.), все время убеждаясь в правильности выполнения операций, чередуя управление и контроль. В этом состоит коренное различие циклов пуска и нормально установившейся работы котла и в этом же – основная трудность создания автоматики зажигания и выключения горелок. Прообразом такой автоматики может явиться рассмотренная структурная схема работы оператора.

Обслуживание котла с инжекционными горелками среднего давления

Принципиально порядок действий оператора при включении, регулировании и выключении инжекционных горелок ничем не отличается от только что рассмотренного, поэтому ниже указаны лишь особенности включения их в работу. Зажигание горелки ИГК, в отличие от смесительных горелок, чаще всего производится при открытом регуляторе первичного воздуха. Объясняется это тем, что регулировочная шайба инжекционной горелки не является в полном смысле «регулятором», так как ее характеристика (зависимость подсоса воздуха от степени открытия) чрезвычайно крутая. Поэтому возможны лишь два крайних положения: полностью закрытое и полностью открытое. С этой точки зрения необходимость в прикрытии регулировочной шайбы возникает только в тех случаях, когда требуется выключить часть горелок и предупредить поступление воздуха в топку через неработающие горелки. Кроме этого, регулятор первичного воздуха по своей конструкции выполнения в горелке ИГК позволяет снизить частоту звуковых колебаний, возникающих при инжекции воздуха газом среднего давления, отчего его и называют «глушителем». Розжиг инжекционных горелок с открытым регулятором первичного воздуха допустим только при наличии быстро прогреваемых стабилизаторов горения газа (аналогичных стабилизатору горелки ИГК) и не приводящих к проскоку пламени в сопло горелки.

В процессе регулирования инжекционных горелок приходится обращать внимание не только на возможность отрыва факела (что при установившейся работе горелки маловероятно), но и на проскок пламени в горелку, особенно при снижении ее нагрузки. В последнем случае горелку необходимо выключить, дать ей остыть и снова включить в работу, наблюдая за тем, чтобы давление газа не снижалось до минимально допустимого по регулировочной характеристике. При останове котла с инжекционными горелками ИГК регуляторы воздуха допускается закрывать только после остывания футеровки топки, чтобы обеспечить просасывание воздуха через пластины стабилизатора и предохранить их от перегрева и коробления.

Обслуживание котла с газомазутными горелками

При сжигании жидкого топлива газовое хозяйство котельной должно быть выключено, за исключением случаев, когда осуществляется совместное сжигание мазута и газа. Подготовку к розжигу производят в описанном выше порядке. Сжигание мазута более безопасно, чем сжигание газа. Однако случаи взрывов в топках котлов, отапливаемых мазутом, нередки. Правила техники безопасности при обслуживании мазутных топок сводятся к следующему: удалить нефтяные пары из топки до зажигания факела, предупредить образование нагара при подаче топлива и выключении форсунки, подавать в форсунку только очищенное топливо требуемой вязкости, подводить достаточное для полного горения количество воздуха, следить за плотностью трубопроводов.

Перед пуском газомазутных горелок типа ГМГм должны быть выполнены общие требования подготовки и техники безопасности, предусмотренные инструкцией по пуску котельного агрегата на газе или мазуте. Кроме того, необходимо убедиться в готовности топливного и воздушно-дутьевого хозяйства, т.е. проверить наличие давления топлива и воздуха перед регулирующими органами горелки. При подготовке горелки к пуску на жидком топливе убедиться в том, что рабочая вязкость (температура) топлива не более 3° УВ. Перед пуском нужно быть уверенным в качественной и правильной сборке форсунки, а также в том, что головка форсунки занимает положение в зоне пережима первичного воздуха, и отверстия газораспределительных насадков не имеют нагара, уменьшающего их проходное сечение. В момент останова котла, но не реже одного раза в 3 мес, следует проверять правильность установки форсунки и проводить калибровку газовыходных отверстий.

Зажигание горелки производится дистанционно запальником или вручную факелом. Запуск горелок осуществляется при закрытых воздушных шиберов. Только после устойчивого воспламенения запального факела плавно открывается подача основного топлива. После воспламенения открывается в первую очередь шибер первичного воздуха, а затем с помощью шиберов вторичного воздуха и регулирующего топливного органа устанавливается нужный режим.

Пуск горелки с паромеханической форсункой на жидком топливе следует производить при одновременной подаче пара в паровую ступень форсунки. Чтобы избежать возможного срыва факела, нагрузку по топливу при пуске следует установить около 25–50 % номинальной, причем при работе давление первичного воздуха перед горелкой должно быть всегда больше давления вторичного воздуха. Во избежание взрывов не следует зажигать горелку от раскаленной кладки без помощи автоматического или ручного запальника. Первоначальный пуск горелки рекомендуется производить на горючем газе или легком топливе (дизельное топливо, керосин и т. д.). Когда нет специального растопочного хозяйства, растопку производят дровами с последующим переходом на мазут.

Регулирование производительности горелки осуществляют изменением давления топлива и воздуха согласно режимным графикам, составленным для мазута и газа. При отклонении исходных параметров топлива от принятых в режимных графиках необходимо путем расчета или наладочных опытов внести соответствующие поправки. Для улучшения перемешивания (т. е. снижения химического недожога и избытка воздуха), особенно на малых нагрузках, в горелке предусмотрена подача первичного воздуха. Давлением до 15 МПа (150 кгс/м³) в количестве около 15 % общего количества воздуха. При работе горелки первичный воздух полностью открыт и его не регулируют. Вторичный воздух регулируется соответственно с изменением давления топлива. При работе горелки с паромеханической форсункой на нагрузках ниже 70 % номинальной подача пара обязательна. Давление пара согласно характеристикам – от 0,1 до 0,2 МПа (1 до 2 кгс/см²). Нежелательно применение пара с температурой более 200 °С, а также высоковлажного пара. В первом случае увеличивается

возможность коксования распылителей, а во втором – ухудшается качество распыливания.

Переход с жидкого топлива на газообразное осуществляют путем снижения давления мазута до 0,2–0,5 МПа (2–5 кгс/см³) и постепенной подачи газа.

После воспламенения газа подачу мазута прекращают и устанавливают необходимый режим горения. Переход с газа на жидкое топливо осуществляют путем подачи жидкого топлива под давлением 0,2–0,5 МПа (2–5 кгс/см²), после воспламенения последнего газ выключают. Допускается одновременное сжигание газа и жидкого топлива. Изменение нагрузки котельного агрегата (в случае установки на котле нескольких горелок) рекомендуется производить регулированием подачи всех горелок одновременно. Включение одной или нескольких горелок приводит к перегреву неработающей горелки и выходу ее из строя. При работе горелки все запорные клапаны, за исключением регулирующих органов, должны быть полностью открыты.

Необходимое давление топлива, а, следовательно, требуемое качество работы горелки невозможно получить даже при немного прикрытых запорных промежуточных клапанах (шиберах). При работе на жидком топливе следует следить за состоянием огнеупорной фурмы. Трещины и нарушения симметричности способствуют ее разрушению. Образование кокса свидетельствует о неправильной установке форсунки или ее засорении. Выключенная форсунка должна немедленно удаляться. Это устранил коксование мазута в ее головке. Во время работы горелки на газе форсунка удаляется, и канал для форсунок закрывается заглушкой. Необходимо поддерживать форсунку и особенно детали распыливающей головки в хорошем состоянии (чистоте), не допуская отложения на них грязи, нагара и нарушения плотности прилегающих поверхностей.

Остановку горелки производят плавным пропорциональным прекращением подачи топлива и вторичного воздуха. После полного прекращения подачи топлива для охлаждения горелки следует продолжать подачу воздуха в течение 10 мин и только после этого полностью закрыть вторичный, а затем и первичный воздух и вынуть форсунку.

Проверка и профилактика. Периодически во время останова котла производят чистку воздухонаправляющих лопаток лопаточных завихрителей, калибровку отверстий газовыходных насадков и проверку положения форсунки относительно пережима первичного воздуха. Наиболее тщательный уход должен быть за форсункой жидкого топлива. Срок службы элементов распыливающей головки зависит от эксплуатационных условий (фильтрации топлива, режима работы и т. д.), но не должен быть менее 750 ч. Один раз в смену рекомендуется чистить отверстия, каналы камеры завихрения и выходного сопла, а также проверять уплотнительные поверхности завихрителей и распределительной шайбы. В случае необходимости притирать прилегающие поверхности на притирочной плите.

Одной из причин попадания мазута в паровой тракт является неплотное соединение указанных деталей, а также попадание мазута вместе с распыливающим паром в топку котла. Последнее обстоятельство вызывает

ухудшение работы форсунки и заброс топлива на элементы горелочных устройств и фурмы. Во время осмотра следует обратить внимание на состояние амбразуры и в случае необходимости ликвидировать обнаруженные недостатки. Годность элементов распыливающей головки паромеханической форсунки определяют осмотром по следам износа проточной части. Для более точного определения изменения характеристик форсунок (т. е. степени износа) следует проводить проверку производительности и угла раскрытия факела на водяном стенде. Кроме того, показателем изменения характеристик форсунки является изменение за счет износа соотношения суммарной площади тангенциальных каналов к площади соплового отверстия завихрителя, которое для горелок ГМГм равно:

$$(f \cdot n) / f_c = 2 \dots 2,1,$$

где n – число тангенциальных каналов; f – площадь одного тангенциального канала на выходе в камеру завихрения, мм²; f_c – площадь сопла, мм², $f_c = d_c^2 \cdot 0,785$.

Замерив все необходимые размеры рабочего распылителя и подсчитав соотношение, можно проанализировать степень и характер износа. Увеличение абсолютной величины соотношения $f_n/f_c > 2 \dots 2,1$ свидетельствует об износе тангенциальных каналов и уменьшении угла раскрытия топливного факела, а уменьшение $f_n/f_c < 2 \dots 2,1$ – об износе сопла и увеличении угла раскрытия топливного факела. Возможен случай сохранения f_n/f_c при пропорциональном износе сопла и тангенциальных каналов. Любой износ сопровождается увеличением расходов, которые могут быть зафиксированы тарировкой на водяном форсуночном стенде.

Пуск котельной после длительного перерыва в работе и останов котлоагрегатов

Подготовительные мероприятия по пуску котельной после длительного перерыва в работе (останов на ремонт или на летний период) проводят в том же порядке, в каком осуществляется первоначальный пуск котельной. Отличие состоит лишь в том, что работы по подготовке к включению котлов и розжигу горелок производит обслуживающий персонал под непосредственным руководством лица, ответственного за газовое хозяйство, и при консультации представителя газовой службы, осуществляющей профилактическое обслуживание котельной. Если газопроводы и газовое оборудование котельной находились в ремонте или на консервации, пуск котлов следует производить лишь при положительных результатах пневматического испытания системы с проверкой плотности всех отключающих устройств. К пуску должны быть также подготовлены сами котлы (очищены от накипи и загрязнений), проверены и приняты по акту дымоходы, уплотнены взрывные клапаны, установлены снятые контрольно-измерительные приборы, проверено электроосвещение и действие приточно-вытяжной вентиляции.

Результаты проверки должны быть зафиксированы соответствующими актами в паспортах или журналах профилактического обслуживания по отдельным участкам газового хозяйства. Все указания работников газоснабжающей организации и инспекции Ростехнадзора, сделанные в книге котельной или оформленные специальными предписаниями, должны быть полностью выполнены к началу пуска.

Пуск котельной включает выполнение следующих операций: 1) до начала любых работ в котельной провентилировать помещение в течение 10 мин, включив в работу вытяжной вентилятор; 2) проверить общеобменную вентиляцию узла редуцирования, если он расположен в изолированном помещении; 3) убедиться в том, что все запорные устройства системы газоснабжения закрыты, за исключением кранов на продувочных и сбросных линиях ГРУ и котельной; 4) убедиться в комплектности и исправности аппаратуры и контрольно-измерительных приборов и подготовить их к пуску в работу; 5) открыть шиберы всех имеющихся котлов, включить дутьевые вентиляторы и дымосос для общей вентиляции котлов, которую следует производить не менее 15 мин; 6) подготовить к пуску один из котлов (обычно наиболее удаленный от ввода газа), замерив разрежение в его топке и убедившись в заполнении его водой; 7) у всех неработающих котлов, пуск которых осуществляется во вторую очередь, закрыть шиберы во избежание ухудшения тяги в пускаемом котле; 8) закрыть воздушные заслонки на воздухопроводе перед горелкой у всех котлов; 9) с разрешения представителя органа Ростехнадзора снять заглушку у запорного устройства на вводе в ГРУ и приступить к продувке газопровода котельной через продувочную линию последнего по ходу газа котла, используя для подачи газа обводную линию ГРУ. Для этого представитель Госгортехнадзора снимает пломбу с запорного устройства на обводной линии; 10) по истечении 5 мин, сделав анализ, или по характеру пробы газа проверить окончание продувки; 11) убедиться в отсутствии запаха газа в котельной и ГРУ; 12) разжечь одну из горелок котла; 13) перейти на подачу газа через регулятор давления, для чего, открыв перепускной клапан предохранительно-запорного клапана, поднять его тарелку и зацепить крючки рычагов, после этого произвести пуск и настройку регулятора давления; 14) произвести настройку предохранительно-запорного клапана, установив его молоток в рабочее положение; 15) поочередно разжечь остальные горелки пускаемого котла и приступить к пуску котлов второй очереди.

Остановку котельной на длительный период производят в соответствии со специальной инструкцией с выключением всех котлов, выпуском воды и консервацией котельного оборудования. Систему газоснабжения котельной следует выключать в такой последовательности: 1) закрыть все отключающие устройства перед котлами, за исключением кранов продувочных линий; 2) закрыть задвижку перед входом в ГРУ и после нее поставить заглушку; 3) закрыть выходную задвижку за регулятором и до предела вывернуть винт пилота; 4) сбросить рычаги предохранительно-запорного клапана и закрыть перепускной клапан; 5) на каждой нитке оборудования закрыть все задвижки и краны импульсных линий; 6) открыть кран продувочной линии.

Приборы автоматики регулирования и безопасности подлежат консервации с учетом их специфических особенностей, а наиболее чувствительные из них демонтируют и хранят в специальных помещениях. Консервацию автоматики производят только при остановке котельной на капитальный ремонт, так как трудовые затраты при этом очень велики и требование обязательной консервации на летний период обходится дорого.

Особенности эксплуатации паровых котлов типа ДКВР и Е(ДЕ)

Перед пуском парового котла проводят осмотр и проверку котла и вспомогательного оборудования, приборов контроля и средств дистанционного управления арматурой, автоматических регуляторов, средств защиты, сигнализации и оперативной связи. Выявленные при осмотре неисправности устраняют; растопку котла машинист производит только при наличии распоряжения, записанного в сменном журнале начальником котельной или замещающим его лицом. В случае обнаружения неисправности автоматики безопасности котла пуск котла запрещается. С началом растопки необходимо открыть продувочный вентиль пароперегревателя и при давлении пара 0,05–0,1 МПа (0,5–1 кгс/см³) по манометру продуть пароперегреватель, водоуказательные стекла, трубку манометра; при повышении давления до 0,5–0,8 МПа (5–8 кгс/см³) уменьшить продувку пароперегревателя. Во время растопки следят за температурой воды в экономайзере, не допуская в нем парообразования.

Подъем давления паровых котлов с абсолютным давлением 1,4 МПа (14 кгс/см³), заполненных водой с температурой 80–100 °С, производят по следующему графику: через 20 мин после начала растопки – 0,1 МПа (1 кгс/см³); через 35 мин – 0,4 МПа (4 кгс/см³); через 45 мин – 1,3 МПа (13 кгс/см²).

Включение котла в работу осуществляется в соответствии с требованиями производственной инструкции. Перед включением котла проверяют: исправность действия предохранительных клапанов, водоуказательных приборов, манометров и питательных устройств; срабатывание приборов автоматики безопасности и действие автоматических регуляторов. При подъеме давления до 0,7–0,8 МПа (7–8 кгс/см²) включают продувку и производят прогрев главного паропровода от котла до сборного коллектора, для чего: а) полностью открывают дренажный вентиль в конце паропровода сборного коллектора и обвод конденсатосборника; б) медленно открывают не более на 1/2 оборота главный парозапорный вентиль на котле в) постепенно увеличивают степень открытия главного парозапорного вентиля на котле: к окончанию прогрева главного паропровода этот вентиль должен быть полностью открыт. При включении котла в находящийся в рабочем режиме главный паропровод давление в котле должно быть равно или несколько ниже (не более 0,05 МПа или 0,5 кгс/см³) давления в паропроводе. По мере повышения нагрузки котла продувка пароперегревателя уменьшается, а при достижении примерно 0,5 номинальной нагрузки прекращается. При эксплуатации котлов без пароперегревателей избыточное давление следует держать не ниже 0,7 МПа

(7 кгс/см³) для котлов ДКВР и Е (ДЕ) с абсолютным давлением 1,4 МПа (14 кгс/см²); при этих давлениях пропускная способность предохранительных клапанов соответствует номинальной паропроизводительности котлов.

Указанные котлы при сжигании газа и мазута при соблюдении определенных требований могут работать с повышенными нагрузками. Это обусловлено тем, что для горения газа и мазута требуются гораздо более низкие коэффициенты избытка воздуха, чем для твердого топлива, поэтому объемы продуктов сгорания, проходящих через котел, получаются также значительно меньшими. Допустимое увеличение номинальной нагрузки составляет 40–50 %.

Работу паровых котлов необходимо осуществлять с осторожностью, учитывая возможность повышенного отложения накипи на стенках барабанов и кипяtilьных труб, что будет сопровождаться появлением в них дополнительных напряжений, не учтенных при расчете котлов на прочность. При повышении нагрузки котлов сверх номинальной должны быть обеспечены следующие дополнительные условия: 1) применение докотловой обработки воды с тщательным контролем ее качества и безнакипным состоянием поверхностей нагрева котла, особенно при использовании мазута в качестве резервного топлива, так как в этом случае при переналаженной работе горелочных устройств могут резко повышаться локальные тепловые нагрузки радиационных поверхностей нагрева; 2) при сжигании газа и мазута необходимо изолировать обогреваемые части верхнего барабана, расположенные в топке и камере догорания. Необходим тщательный контроль за состоянием легкоплавких пробок на барабане и надежностью защиты переднего днища нижнего барабана. Должны применяться только короткофакельные форсунки и горелки; 3) во всех случаях повышения паропроизводительности котлов температура газов за котлом (перед хвостовыми поверхностями нагрева) не должна быть выше 400–450 °С по условиям циркуляции и вскипания воды в водяных экономайзерах.

Техническое обслуживание котлов состоит в поддержании требуемого режима их непрерывной работы в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя. В период эксплуатации необходимо ежедневно: а) проверять работоспособность предохранительных клапанов; б) проверять целостность асбестовых мембран взрывных предохранительных клапанов; в) очищать форсунки от нагарообразований (кокса); г) осматривать и по возможности устранять неплотности парения сальников, прокладок арматуры и водоуказательных приборов; д) следить за исправностью контрольно-измерительных приборов. Температуру перегрева пара в котлах с пароперегревателями регулируют изменением режима работы котла. Для надежной работы пароперегревателя необходимо включать продувку пароперегревателя при растопке и остановке котла, нахождении его в горячем резерве, а также при срабатывании предохранительного клапана пароперегревателя. Независимо от качества пара ежегодно следует проводить промывку пароперегревателя.

По мере загрязнения труб конвективного пучка в зависимости от характера отложений производят обдувку поверхностей нагрева котла, пароперегревателя и хвостовых поверхностей нагрева паром или воздухом. Обдувку стационарными

обдувочными аппаратами осуществляют при номинальной нагрузке и максимальном давлении в котле. Перед обдувкой следует продуть через дренаж участок паропровода до обдувочного аппарата. Необходимо следить за плотностью отключения и надежностью дренажа паропроводов обдувки, так как при постоянном пропуске пара в газоходы усиливается загрязнение поверхностей нагрева и возникает опасность их внешней коррозии. При сжигании сернистых многозольных мазутов отложения на поверхности нагрева делают более сыпучими и поддаются обдувке при добавлении присадки ВНИИ к мазуту присадок, например, НП-102. Применение присадок может обеспечить снижение интенсивности коррозии поверхностей нагрева, имеющих температуру стенки менее 140–150 °С. Топочный режим должен соответствовать режимной карте и инструкции, составленной пусконаладочной организацией. При номинальной паропроизводительности котла давление мазута перед форсункой поддерживается согласно паспортным данным горелки, а температура мазута в пределах 110–120 °С, обеспечивающих вязкость топлива в 2–3°ВУ. Давление пара на форсунку поддерживают постоянным на всех нагрузках в соответствии с инструкцией по эксплуатации горелки. В случае засорения форсунок, появления черных полос в корне факела следует немедленно прочистить форсунку.

При правильной работе горелочного устройства факел должен равномерно заполнять всю топочную камеру, не затягиваясь в конвективный пучок и не ударяясь в трубы экранов. Во избежание возникновения вибраций в топке котла при работе на газовом топливе коэффициент избытка воздуха в топке следует поддерживать близким к оптимальному значению, определенному в результате пусконаладочных работ. Наблюдение за состоянием топочной камеры в период работы котла ведут через лючки, установленные на боковой стенке начале и конце топочной камеры, а также на задней стенке со стороны правого бокового экрана.

Не реже одного раза в год необходимо уточнять режимную карту для применяемых видов топлива. Не допускать эксплуатацию котла при наличии неплотностей в вальцовочных соединениях, устанавливаемых по видимому парению или наростам солей. Особое внимание уделяют своевременному выявлению повреждений труб поверхностей нагрева. При появлении свищей происходит интенсивное разрушение соседних труб. Неплотности в трубах можно выявить по шуму вытекающей среды, снижению уровня воды в барабане котла, расхождению показаний водомера и паромера, падению разрежения в топке.

Остановка котла ведется в соответствии с производственной инструкцией. После выключения горелки следует продуть водоуказательные стекла, прекратить непрерывную продувку котла, закрыть главный паровой вентиль, открыть продувку пароперегревателя, подпитать котел до высшего уровня по водоуказательному стеклу. В дальнейшем, по мере падения уровня, необходимо периодически подпитывать котел и вести наблюдение за уровнем воды в котле до полного снижения давления. Охлаждение котла ведут медленно, за счет естественного остывания. Дверки гляделки, лазы держат закрытыми.

Запрещается спускать воду из котла без получения распоряжения лица, ответственного за котельную. При получении такого распоряжения спуск воды производят лишь после достижения температуры воды до 70–80 °С. Воду спускают медленно при поднятом предохранительном клапане или открытом воздушнике.

Перед остановкой котла на консервацию сухим способом все внутренние поверхности тщательно очищают от отложений солей, котел надежно отключают от всех трубопроводов котельной стальными заглушками. После просушки котла для предохранения поверхностей нагрева от коррозии через открытые лазы устанавливают в верхний и нижний барабаны противни, заполненные негашеной известью или прокаленным хлористым кальцием; после установки противней лазы барабанов закрывают крышками (нельзя допускать попадания химикатов на поверхности барабанов и труб котла!). Консервация мокрым способом состоит в заполнении котла питательной водой с поддержанием в котле избыточного давления. При выводе работающего котла в резерв необходимо отключить его от всех водо- и паропроводов, продуть через нижние точки с целью удаления шлама. Затем, не допуская снижения давления в котле ниже 0,15 МПа (1,5 кгс/см³), подсоединить его к деаэратору, заполнить деаэрированной водой и оставить под рабочим давлением деаэратора.

Аварийная остановка котла производится в случаях, когда давление пара в котле поднялось выше разрешенного более чем на 10 % и продолжает расти, несмотря на принятые меры по прекращению подачи топлива, уменьшению тяги и дутья и на усиленное питание его водой, а также когда произошел упуск уровня воды (в этом случае производить подпитку котла водой категорически запрещается).

К аварийным ситуациям, вынуждающим немедленную остановку котла, также относятся случаи: а) отказа в работе всех питательных устройств, всех водоуказательных приборов, более 50 % предохранительных клапанов или заменяющих их устройств; б) разрыва экранных, кипяtilьных труб, сопровождающегося шумом вытекающей среды (пароводяной смеси), выбросом газов через топочные отверстия (лючки), снижением уровня в водоуказательных стеклах и падением давления в котле; в) перепитки котла водой, когда ее уровень поднялся выше верхней видимой кромки водоуказательного стекла и продувкой котла не удастся его снизить; г) выхода из строя манометра при невозможности быстрой его замены д) расплавления контрольных (легкоплавких) пробок в барабане котла; е) повреждения запорной арматуры или трубопроводов, обмуровки топки котла (появление трещин); ж) возникновения пожара, угрожающего обслуживающему персоналу и котлам.

При работе котла на газовом топливе машинист (оператор) котла обязан немедленно остановить котел, если произошло падение давления газа перед горелками ниже допустимого предела; прекратилась подача воздуха к горелкам; поврежден газопровод или арматура на нем, из-за чего происходит утечка газа; произошел взрыв в топке или в газоходах котла; прекратилась подача электроэнергии при работе топки на искусственной тяге. Во всех этих случаях машинист должен прекратить подачу топлива, остановить дутьевой вентилятор.

Если уровень воды в водоуказательных стеклах остается видимым, то необходимо пустить в работу резервный питательный насос, выключить автомат питания и перейти на ручное регулирование уровня; если уровень воды в стекле не просматривается, следует немедленно прекратить питание котла. Далее необходимо закрыть парозапорные вентили на котле и паропроводе и открыть дренажный вентиль паропровода; дымосос остановить после того, как основное количество пара выйдет из котла через приподнятые предохранительные клапаны. При аварийной остановке всей котельной закрывают задвижку на вводе газопровода в котельную, а при работе на мазуте – вентили мазутопровода на форсунках, а затем регулятор воздухонаправляющих устройств.

Особенности эксплуатации водогрейных котлов

Контроль за безопасностью эксплуатации водогрейных котлов низкого давления возлагается на руководителей предприятий и учреждений, в ведении которых находится котельная. Ответственным лицом за котельную назначается работник, имеющий специальное образование или опыт эксплуатации данного оборудования. К обслуживанию котлов и котельного оборудования допускается персонал, обученный по специальной программе, с дополнительным изучением вопросов эксплуатации газового оборудования и безопасного использования газового топлива в котельных. Рабочим давлением водогрейных котлов с искусственной циркуляцией воды считают давление на входе ее в котел при максимальной нагрузке. При естественной циркуляции воды в котле принимают за рабочее давление столб воды высотой от нижней точки котла до верхней части расширительного сосуда.

Подготовка водогрейного котла к растопке состоит в проверке исправности и заполнения котла и системы отопления водой, исправности запорно-регулирующей арматуры, наличия и исправности манометров и термометров на котле, исправности циркуляционных и подпиточных насосов, дутьевых вентиляторов и дымососов. При работе котлов на газовом топливе машинист обязан также проверить давление газа перед горелками, состояние газопровода и установленной на нем запорно-регулирующей арматуры.

Растопку водогрейного котла производят после обязательной вентиляции топки, газоходов и боровов в течение 10–15 мин включением в работу дутьевого вентилятора и дымососа. Открывают задвижки линии входа в котел и выхода ее из котла. Осуществляя пуск в работу циркуляционного насоса, следует обратить внимание на то, чтобы задвижка на обводной линии у насосов была закрыта. Растопку охлажденного котла ведут постепенно, не допуская возникновения термических напряжений в соединениях элементов поверхности нагрева. После пуска котла машинист обязан следить за наличием циркуляции воды в системе отопления и, при необходимости, пополнять систему питательной водой. При работе котла на газовом топливе надлежит действовать в соответствии с правилами обслуживания газового оборудования котельной. Температуру воды на выходе из котельной поддерживают в соответствии с имеющимся отопительным графиком.

Остановку водогрейных котлов на короткое время (перерыв в работе) осуществляют прекращением подачи в топку газа и воздуха, остановкой дымососа с плотным прикрыванием всех дверей, лазов и люков, через которые возможен подсос охлажденного воздуха. При длительной остановке (по окончании отопительного сезона) постепенно охлаждают воду в системе до температуры 50–40 °С и удаляют ее из системы отопления и котлов в канализацию. Затем очищают наружную поверхность нагрева, газоходы, боровы и дымовую трубу от отложений сажи, промывают котел и систему отопления путем двукратного наполнения чистой водой с последующим быстрым сбросом ее в канализацию. Применяют также более эффективный пневмогидравлический способ с применением водовоздушной эмульсии. После промывки систему отопления и котлы вновь наполняют водой, растапливают котлы и нагревают воду до 80 °С, производя циркуляцию воды для удаления растворенного в воде кислорода. После этого прекращают топку котлов, закрывают задвижки на входе и выходе воды и оставляют котельную на весь летний период под заливом.

Аварийную остановку водогрейных котлов производят в случаях, если температура воды или давление в системе резко повышается и продолжает расти, несмотря на уменьшение тяги и дутья; при подпитке системы долго не появляется вода из сигнальной трубы расширительного бака; обнаружены повреждения котла с сильной утечкой воды из места повреждения; обнаружены выпучины, трещины в котле; отказали в работе предохранительные устройства; повреждена обмуровка котла, угрожающая завалом дымоходов; повреждены газопроводы или арматура на них; возник пожар в котельной. При работающих котлах на газовом топливе быстро закрывают задвижку или кран на газопроводе к котлу, а затем открывают кран продувочной свечи. Если производят аварийную остановку всех котлов в котельной, то закрывают задвижку на вводе газопровода в котельную и все последующие задвижки и краны по ходу газа до котлов, кроме кранов продувочной линии.

2.2. Аварийные ситуации и неисправности основного и вспомогательного оборудования

Нарушение нормальной работы котлов в эксплуатации рассматривается как аварии и неисправности основного и вспомогательного оборудования. Аварии и неисправности основного и вспомогательного оборудования вызывают длительные простои оборудования, перерывы в снабжении зданий теплом, а в некоторых случаях – значительные разрушения сооружений и тяжелые травмы обслуживающего персонала. По причинам возникновения аварии можно разделить на следующие группы: по вине обслуживающего персонала, по вине заводов-изготовителей и монтажных организаций, по прочим причинам. Аварии и неисправности основного и вспомогательного оборудования, которые произошли из-за неправильных действий обслуживающего персонала или несоблюдения нормального режима эксплуатации, называют режимными, а повреждения, происшедшие из-за несовершенства конструкции, дефектов монтажа и материалов – конструктивными. Основным признаком аварий

чугунных котлов являются трещины в секциях. Факторы, влияющие на появление этих трещин, могут быть различными, например, конструктивные недостатки котла и дефекты его заводского изготовления, неудовлетворительное качество монтажа котла и неправильная его эксплуатация.

К аварийным ситуациям, вызывающим нарушение нормального режима работы котлов, при которых, согласно требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов», они должны быть немедленно остановлены действием автоматики или дежурным персоналом, относятся:

1. Обнаружение неисправности предохранительного клапана.
2. Если давление в барабане котла поднялось выше разрешенного на 10 % и продолжает расти.
3. Снижение уровня воды ниже низшего допустимого уровня, в этом случае подпитка котла водой категорически запрещена.
4. Повышение уровня воды выше высшего допустимого уровня.
5. Прекращение действия всех питательных насосов.
6. Прекращение действия всех указателей уровня воды прямого действия.
7. Если в основных элементах котла (барабане, коллекторе, камере, пароводоперепускных и водоотпускных трубах, паровых и питательных трубопроводах, жаровой трубе, огневой коробке, кожухе топки, трубной решетке, внешнем сепараторе, арматуре) будут обнаружены трещины, выпучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи.
8. Недопустимое повышение или понижение давления в тракте прямооточного котла до встроенных задвижек.
9. Погасание факелов в топке при камерном сжигании топлива.
10. Снижение расхода воды через водогрейный котел ниже минимального допустимого значения.
11. Снижение давления воды в тракте водогрейного котла ниже допустимого значения.
12. Повышение температуры воды на выходе из водогрейного котла до значения на 20 °С ниже температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению воды в выходном коллекторе котла.
13. Неисправности автоматики безопасности или аварийной сигнализации, включая исчезновение напряжения на этих устройствах.
14. Возникновение в котельной пожара, угрожающего обслуживающему персоналу или котлу.
15. Появление неплотностей в обмуровке, в местах установки предохранительно-взрывных клапанов и газоходах.
16. Прекращение подачи электроэнергии или исчезновение напряжения на устройствах дистанционного, автоматического управления и средствах измерения.
17. Неисправности КИП, средств автоматизации и сигнализации.
18. Выход из строя предохранительных блокировочных устройств;
19. Неисправности горелок, в том числе огнепреградителей;

20. Появление загазованности, обнаружение утечек газа на газовом оборудовании и внутренних газопроводах.

21. Взрыв в топочном пространстве, взрыв или загорании горючих отложений в газоходах.

22. Аварии в газовом хозяйстве.

Наиболее серьезными последствиями аварии являются взрывы при нарушении плотности котла по причинам несоблюдения режимов работы и правил эксплуатации, а также взрывы, связанные с загазованностью топки при неправильном ее обслуживании и сжигании топлива.

В топке и газоходах хлопки и взрывы происходят, когда концентрация газа в воздухе находится в диапазоне пределов взрываемости и создается взрывоопасная газовоздушная смесь.

В котельной, работающей на твердом виде топлива, при слоевом сжигании топлива в топке и газоходах горючие газы в большом количестве выделяются из свежего топлива, если при кратковременной остановке котла его забрасывают на оставшееся несгоревшее топливо, а не удаляют из топки.

Причинами образования взрывоопасной газовоздушной смеси в топках и газоходах газифицированной котельной могут стать неправильные действия персонала при эксплуатации котлов, неисправность запорных устройств перед горелками и включение их при неисправной или отключенной автоматике контроля пламени, отсутствие устройств контроля герметичности запорных органов горелок.

При сжигании жидкого топлива пожары и взрывы в топке и газоходах возникают в случае некачественного его распыления форсунками, что приводит к вытеканию мазута в амбразуру и на стенки топки. При плохом смешении мазута с воздухом и неполном его горении происходит повышенный вынос в газоходы сажи. В случае возгораний отложений и сажи повышается температура газов, уменьшается тяга, значительно разогревается обшивка, а иногда выбивается пламя.

Причиной аварии может явиться неудовлетворительный водный режим котлов, в результате чего образуются отложения накипи, вызывающей повышение температуры металла труб и их пережог. Скопление накипи и шлама могут также привести к нарушению циркуляции воды. Причинами повреждений и аварий могут являться заводской брак в котле, плохое качество материала, из которого изготовлены отдельные узлы котла, а также неудовлетворительное состояние оборудования из-за некачественного монтажа или ремонта.

В таблице 13 указываются причины и возможные последствия типичных случаев аварий и неполадок в работе котельных.

Таблица 13. Типичные случаи аварий и неполадок в работе котельных

Неисправность	Причины	Возможные последствия
Упуск воды в барабане котла	Нарушения производственных и должностных инструкций. Низкая трудовая дисциплина рабочих. Неисправность водоуказательных приборов. Техническая неисправность питательной и продувочной арматуры. Неисправность насосов, сигнальных устройств. Утечки воды из котла из-за неполного закрытия вентиля при продувке котла.	Деформация барабана котла, образование трещин и свищей. Взрыв котла в результате резкого повышения давления пара при подпитке котла после упуска воды.
Превышение допустимого уровня воды в барабане котла	Неисправность водоуказательных приборов. Повреждение питательной арматуры и регулирующих клапанов. Неисправность сигнализаторов предельных уровней воды. Вспенивание котловой воды.	Гидравлический удар при попадании воды в паропровод. Разрушение паропровода или прокладок во фланцевых соединениях.
Повышение давления в водогрейных котлах	Остановка насосов и прекращение циркуляции. Несрабатывание предохранительных устройств. Закрытие общей задвижки на водяной линии котельной.	Выпуклости и разрыв труб поверхностей нагрева.
Повышение давления в паровых котлах	Прекращение расхода пара. Несрабатывание предохранительных устройств. Чрезмерная форсировка котла.	Разрыв паропроводов, труб, поверхностей нагрева, барабана
Вспенивание котловой воды	Неудовлетворительное качество питательной воды. Резкое увеличение расхода пара и снижение давления в котле. Превышение щелочности котловой воды. Подача в большом количестве в котел химических реагентов.	Заброс воды в паропровод, возможность упуска воды в барабане котла. Пропуск пара в арматуре. Гидравлические удары в паропроводе. Пробивание прокладок во фланцевых соединениях.

Неисправность	Причины	Возможные последствия
Внезапное прекращение горения и взрывы газовой смеси в камерах сгорания и газоходах газифицированных котлов	Неправильные действия персонала при ручном розжиге горелок и регулировании их тепловой мощности и неисправной автоматике котла. Отрыв (проскок) факела пламени горелки и повторное включение горелок без предварительной вентиляции топок и газоходов. Резкое падение давления газа перед горелками в связи с неполадками в работе оборудования ГРП (ГРУ). Неполадки тягодутьевого устройства агрегата.	Срабатывание предохранительно-взрывного клапана. Выбрасывание пламени из смотрового отверстия топки. Разрушение обмуровки котлоагрегата и строительных конструкций котельной. Травмы у обслуживающего персонала и гибель людей.
Неисправность водоуказательных приборов	Неправильно продуты водоуказательные стекла. Засорились каналы водоуказательного стекла, кранов.	Неправильное показание уровня. Все стекло прибора заполняется водой. Уровень воды в стекле неподвижен или постепенно повышается.
Неисправны предохранительные клапаны	Износ клапана и седла. Перекос и неплотности клапана. Попадание постороннего предмета под клапан.	Пропуск пара из клапана при нормальном давлении в котле.
Предохранительный клапан не срабатывает	Клапан прикипел к седлу. Неправильная регулировка.	Преждевременное открытие предохранительного клапана или его несрабатывание.
Неисправность пружинного манометра	Деформация латунной трубки вследствие попадания в нее пара. Имеются механические повреждения. Неплотность в резьбовых соединениях. Манометр подсоединен к котлу без сифонной трубки.	Стрелка не устанавливается на «нуль». Стрелка сбита с оси или заскочила за штифт. Пропуск пара или воды в резьбовых соединениях. Манометр показывает неправильное давление.
Неисправности в работе центробежного насоса	Изношены элементы насоса. Неплотности в сальниках. Слишком горячая вода. Пальцы на полумуфтах и шпонка, соединяющая вал насоса с рабочим колесом, пришли в негодность, слишком затянуты сальники. Плохая центровка валов.	Недостаточная производительность и напор насоса. Вибрация

Неисправность	Причины	Возможные последствия
Неисправности в работе поршневого насоса	Подсос воздуха через неплотности во фланцах, в сальниках штока. Закрыта задвижка на всасывающем трубопроводе, высокая температура воды в питательном баке. Неисправность и износ клапанов. Износ поршневых колец. Неполностью открыта задвижка на всасывающем или нагнетательном трубопроводе.	Уменьшаются производительность и напор насоса.
Неисправности в работе тягодутьевых установок	Увеличенный зазор в уплотнении на входе потока в рабочее колесо. Износ лопаток рабочего колеса. Загрязнены подшипник и смазка. Применены несоответствующие смазочные материалы. Пониженный уровень масла. Неправильная центровка валов вентилятора (дымососа) и электродвигателя. Ослабление фундаментных болтов или крепления подшипников. Недостаточная мощность электродвигателя. Обрыв одной из фаз электродвигателя. Засорение каналов воздушного охлаждения. Подгорание контактных колец.	Снижение напора и производительности. Перегрев подшипников. Шум и вибрация вентилятора (дымососа). Перегрузка, чрезмерное нагревание электродвигателя.
Загорание сажи	Неполное сгорание топлива. Несоблюдение требований очистки дымоходов.	Повышение температуры уходящих газов. Уменьшение тяги. Значительный разогрев и повреждение дымоходов.
Загазованность и взрывы газовоздушной смеси в помещении котельной	Утечка газа через неплотности в соединениях газопроводов и в запорной арматуре. Разрыв внутрикотельного газопровода. Неисправность приточно-вытяжной вентиляции при загазованности помещения котельной.	Повреждение основного и вспомогательного оборудования котельной. Разрушение конструкции здания котельной. Материальный ущерб и вынужденный простой оборудования котельной. Травмы у обслуживающего персонала и гибель людей.

2.3. Организация ремонта

Различают следующие виды ремонта котельного оборудования: текущий – за счет оборотных средств; капитальный – за счет амортизационных отчислений; восстановительный – за счет специальных средств (государственный резервный или страховой фонд). Кроме этих видов ремонта во время эксплуатации котельного оборудования производят средний ремонт, включающий в себя уход за оборудованием (смазку, обтирку, чистку, регулярный наружный осмотр для

выявления степени износа деталей и своевременной их замены, проверку нагрева трущихся поверхностей и состояния масляных и охлаждающих систем дымососов и вентиляторов, продувку и дренаж трубопроводов) и мелкий ремонт оборудования (исправление мелких дефектов преимущественно на внешних крепежных деталях, подтяжку креплений, устранение дефектов в приводах и ограждениях). Средний ремонт не планируют и выполняют в период работы котельного оборудования.

Остановку оборудования для ремонта производят строго по плану. Эта система носит название планово-предупредительного ремонта (ППР). Целью проведения ППР являются восстановление котельного оборудования до его первоначального рабочего состояния, сокращение сроков и повышение качества ремонта, а также удлинение сроков работы оборудования между ремонтами. Для выполнения указанных условий необходимо проводить следующие мероприятия: внедрять скоростные методы и новейшую технологию ремонта, обеспечивать все виды ремонта запасными частями как получаемыми со стороны, так и собственного изготовления; правильно организовывать рабочие места ремонтников: и проводить специализацию рабочих ремонтной бригады по отдельным видам работ; внедрять заводской ремонт узлов и агрегатов. Хорошее качество ремонта обеспечивается его своевременной и тщательной подготовкой; составлением дефектной ведомости и графика ремонта с указанием полного объема работ; подготовкой и расстановкой рабочих по видам работ; подготовкой измерительных приборов, инструмента, запасных деталей, материалов, приспособлений и такелажных устройств; составлением формуляров с указанием зазоров и допусков. Перед ремонтом осуществляют также подготовку и инструктаж персонала, решают вопросы технической и пожарной безопасности, оборудуют площадку для размещения деталей при разборке. На основании ППР устанавливают вид и периодичность ремонта.

Текущий ремонт проводят с целью обеспечения нормальной эксплуатации котлов и вспомогательного оборудования при номинальной мощности. Он состоит из частичной разборки котла, его осмотра, разборки отдельных узлов, ремонта или замены изношенных деталей, замеров и определения состояния деталей узлов, составления предварительной ведомости дефектов, изготовления и проверки чертежей запасных деталей проверки и опробования отремонтированных частей и узлов. В зависимости от технологии проводимых операций, ремонт подразделяется на восстановительный и капитальный.

Восстановительный ремонт проводят при ликвидации повреждений котлов, вызванных взрывом, пожаром или длительным их бездействием.

Капитальный ремонт проводится для доведения технических показателей котла и вспомогательного оборудования до проектных и расчетных значений. В объем капитального ремонта входят полный наружный и внутренний осмотры с проверкой состояния и определением степени износа поверхностей нагрева, арматуры, обмуровки, изоляции и т. д. При этом производят замену и восстановление изношенных узлов и деталей, наружную и внутреннюю очистки. Капитальный ремонт включает в себя также замену и реконструкцию поверхностей нагрева, перевод котлов для работы на других видах топлива,

проверку и устранение дефектов в сварных соединениях коллекторов. Одновременно с капитальным ремонтом следует производить работы по усовершенствованию оборудования.

Необходимость проведения внепланового ремонта возникает в результате аварий, сопровождаемых повреждением отдельных узлов, а также вследствие неправильной эксплуатации, перегрузок оборудования и т. п. Анализ повреждений оборудования, вызывающих необходимость проведения внепланового ремонта, показывает, что причиной этого часто бывает неудовлетворительное качество планового ремонта. В зависимости от объема аварийный ремонт может быть отнесен к текущему или капитальному. При аварийном выходе из строя котельного оборудования составляют акт, в котором указывают причины аварии и объем работ.

Периодичность ремонтов котельного оборудования устанавливают в зависимости от допустимого износа отдельных частей и длительности бесперебойной работы. Основанием для определения плановых сроков и объема ремонтных работ должна служить заранее разработанная детальная техническая номенклатура работ по всем видам ремонта для каждого вида оборудования.

Порядок сдачи котлов в ремонт и приемка его из ремонта. Остановка и сдача котла в ремонт должны производиться в точном соответствии с утвержденным планом ремонтов. Котел останавливают по распоряжению лица, ответственного за котельную. В каждой котельной должен быть ремонтный журнал, в который за подписью начальника котельной должны вноситься сведения о выполнении ремонтных работ. Началом ремонта котла считается отключение его от водяной или паровой магистрали, концом – включение в водяную или паровую магистраль. Перед остановкой котла на капитальный ремонт, заведующий котельной или лицо, ответственное за ремонт, тщательно проверяют техническое состояние узлов и деталей котла и вспомогательного оборудования, доступных наружному осмотру, чтобы уточнить ведомость объема работы. После осмотра котла и выполнения всех предусмотренных инструкцией операций по остановке котла его отключают с помощью заглушек от трубопроводов котельной. После того как футеровка топки и обмуровки котла остынет, из него сливают воду и производят необходимые ремонтные работы. По окончании капитального ремонта производится сдача-приемка котла, состоящая из сдачи отремонтированных узлов, общей предварительной приемки и приемки котла под нагрузкой.

Сдача отремонтированных узлов из капитального ремонта производится по мере их готовности с составлением соответствующих актов. На каждый отремонтированный механизм и узел составляют формуляры контрольных замеров, которые подписываются ответственными руководителями по ремонту и эксплуатации. После этого комиссия под председательством главного инженера предприятия производит предварительную приемку котла в холодном состоянии; проверяет состояние всего оборудования, акты приемки механизмов и узлов, дает предварительную оценку качества ремонта. Если дефекты не обнаружены, комиссия разрешает растопку котла. Под нагрузкой котел проверяется в течение 24 ч. Если за это время не будут обнаружены дефекты в работе, котел сдают в

эксплуатацию. Через месяц работы под нагрузкой окончательно оценивают работу котла. К акту о приемке котла из капитального ремонта прикладывают все документы, относящиеся к ремонту.

Профилактическое обслуживание и ремонт систем газоснабжения котельных

Профилактическое обслуживание котельных установок заключается во внедрении системы предупредительного ремонта (ППР) оборудования и неуклонном соблюдении совокупности организационно-технических мероприятий и сроков их выполнения. Планово-предупредительный ремонт включает комплекс работ, проводимых в плановом порядке (по графикам) и направленных на обеспечение безаварийной работы котельной и содержание газового оборудования в рабочем состоянии. Практикой установлено проведение следующих мероприятий по заранее разработанному и утвержденному графику: а) плановый осмотр и мелкий ремонт деталей оборудования без снятия и разборки оборудования; б) текущий ремонт (средний) с частичным снятием оборудования и выключением газовой системы; в) капитальный ремонт в объеме дефектной ведомости. При эксплуатации котельных установок главное внимание следует уделять плановому осмотру, так как при добросовестном обслуживании и наблюдении за работой оборудования удлиняется срок его службы, удешевляются основные ремонтные работы и, что самое важное, гарантируется безаварийная работа котельной. Плановый осмотр осуществляется силами персонала котельной.

Текущий ремонт, производимый ежегодно, является основным видом восстановительных работ по содержанию оборудования в исправности вплоть до вывода его в капитальный ремонт при нормативном износе. При этом производят ремонт отдельных узлов с частичной разборкой оборудования и заменой вышедших из строя деталей. Текущий ремонт выполняют либо ремонтные бригады, организованные в составе **газовой службы предприятия**, либо специализированная бригада слесарей газовой службы по договору с предприятием или организацией.

Капитальный ремонт имеет целью полное восстановление оборудования до его первоначальных эксплуатационных качеств с частичной модернизацией. Основанием для проведения этого вида ремонта является дефектная ведомость, составленная в процессе межремонтного обслуживания и по результатам текущих ремонтов. При капитальном ремонте агрегаты и оборудование подвергают полной разборке и тщательной проверке для определения дальнейшей пригодности их частей для восстановления. Работы производят по заранее утвержденным сметам за счет амортизационных отчислений. Состав работ по планово-предупредительному ремонту намечают в зависимости от вида деталей и узлов газового оборудования котельной (табл. 14).

Ориентировочные сроки выполнения работ следующие: плановые осмотры – от ежедневного до 1 раза в месяц; текущий ремонт – ежегодно; капитальный ремонт по результатам проверок, но не реже 1–2 раз в 10 лет. Ниже

для каждого вида оборудования указаны конкретные сроки профилактического обслуживания и текущего ремонта (см. табл. 14).

Таблица 14. Состав работ по профилактическому обслуживанию газифицированных котельных

Оборудование	Содержание работ		
	Плановый осмотр	Текущий ремонт	Капитальный ремонт
Наружный газопровод	Осмотр трассы, коверов, колодцев, контрольных трубок, проверка утечек	Проверка бурением скважин, временная ликвидация утечки до ближайшего капитального ремонта	Ремонт стыков с растопкой, замена отдельных участков труб и изоляции
ГРУ	Контроль работы регулятора и ПЗК, чистка, смазка, проверка КИП, наблюдение за отоплением, вентиляцией, освещением, проверка фильтра и счетчика	Настройка регулятора и ПЗК, мелкий ремонт арматуры и соединений, пуск и останов ГРУ, проверка работы оборудования	Замена изношенного оборудования, разборка газопровода, смена КИП, испытания ГРУ
Внутренний газопровод котельной	Ежедневный осмотр, устранение утечек, проверка плотности	Ежегодный ремонт креплений, разъемных соединений, мест неплотности с применением сварки	Разборка с частичной заменой участков, замена креплений
Топочная камера и горелки	Ежедневный осмотр, чистка от нагара и загрязнений, осмотр соединений и запорной арматуры	Ремонт обмуровки, снятие с газопровода горелки, смена стабилизаторов, испытание на герметичность, регулировка и выверка горелок	Полная смена комплекта горелок и замена обмуровки
Запорная и регулирующая арматура (задвижки, краны, дроссельные заслонки)	Проверка состояний, работоспособности и герметичности, проверка и набивка сальников, подтяжка фланцев, смазка	Ревизия со снятием с газопровода, промывка, устранение негерметичности, шлифовка запорных органов шпинделя, проверка на плотность керосином	Замена изношенных частей или смена арматуры
Автоматика горения и безопасности	Проверка плотности соединений клапана-отсекателя и кранов, проверка действия сервоприводов	Частичная разборка со снятием с газопровода, проверка срабатывания и стабильности настройки регуляторов, датчиков, сигнальной системы	Замена отдельных приборов или полная смена комплекта

Оборудование	Содержание работ		
	Плановый осмотр	Текущий ремонт	Капитальный ремонт
Контрольно-измерительные приборы	Осмотр состояния, проверка шкал и контактов электроприборов, смена картограмм, заливка воды, ртути, спирта, продувка импульсных линий, проверка установки тягомера по уровню	Замена изношенных частей (трубок, краников, гаек и т.п.), сборка и регулирование схемы, градуировка, испытание и проверка приборов	Не производится
Котлы	Осмотр поверхностей нагрева, проверка сводов, механизмов шиберов и направляющих аппаратов, мелкий ремонт лючков, лазов, взрывных клапанов, запальных окон, устранение мест присосов воздуха	Останов котла, спуск воды, вскрытие всех лазов и лючков, проверка швов, днищ, штуцеров, очистка от накипи и шлама, подвальцовка труб экранов, уплотнение люков, ремонт изоляции барабанов	Частичная замена деталей каркасов, смена до 25 % кипяtilьных труб, ремонт перегородок, пароперегревателя и экономайзера

Организационно-технические мероприятия при выполнении планово-предупредительного ремонта газового оборудования следующие:

1) проведение паспортизации установленного оборудования, целью которой является учет и выяснение технической характеристики отдельных видов оборудования. В паспорт заносят номер прибора или установки, завод-изготовитель, дату изготовления и начала эксплуатации, техническую характеристику, габаритные размеры, место установки и дополнительные сведения; отмечают аварии, связанные с поломками частей оборудования, сроки восстановительных работ и т.д.;

2) составление списка оборудования, подлежащего планово-предупредительному ремонту, с разделением оборудования по типу (например, запорные устройства, газогорелочные устройства и т. д.);

3) составление акта на предремонтное состояние оборудования и составление ведомости дефектов на основании тщательного анализа всех записей в эксплуатационных журналах ГРУ и котельной, просмотра данных приемочных испытаний, наладки и осмотров оборудования обслуживающим персоналом. Кроме повседневных осмотров в порядке надзора производят более тщательные осмотры ответственного оборудования. Накопленные сведения служат для определения объема работ и состава бригад при последующих ремонтах;

4) разработка месячных и годовых планов (графиков) проведения осмотров и ремонта по всем видам ремонтируемого оборудования, что производится на

основании определения трудовых затрат и сроков выполнения отдельных операций.

Следует учитывать, что успешное осуществление намеченных графиков работ во многом зависит от выполнения подготовительных мероприятий, наличия опытного персонала, необходимых материалов и инструментов, запасных быстроизнашиваемых частей и т. п. Важнейшей составной частью планово-предупредительных работ является технический осмотр газифицированных котельных. Один раз в год производят покраску внутренних газопроводов и газового оборудования. После ремонтных работ с разборкой газопровода и снятием устройств проводят испытания на прочность и плотность. На каждый вид ремонтных работ, связанных с опасностью выделения газа, составляют план организации работ; ремонтная бригада, выполняющая газоопасные работы, должна быть проинструктирована. В таблице 15 приводятся средние сроки профилактического обслуживания отдельных видов газового оборудования котельных. После ремонтных работ, связанных с разборкой газопровода и снятием запорных устройств, системы газоснабжения испытывают на прочность и плотность

Таблица 15. Периодичность планово-предупредительного ремонта газового оборудования

Оборудование	Периодичность по видам ремонта		
	Осмотр	Текущий ремонт	Капитальный ремонт
Подземный газовый ввод (среднего давления)	1 раз в месяц	1-й раз через 3 года, затем через 5 лет	1 раз через 10 лет
Подземный газовый ввод (низкого давления)	1 раз в месяц	1-й раз через 5 лет	1 раз через 10 лет
Внутренний газопровод (среднего давления)	1 раз в месяц	1 раз в год или в 2 года	1 раз в 5 лет
Оборудование ГРУ	Ежедневно	1 раз в год или в квартал	1 раз в 5–10 лет
Запорная арматура	1 раз в месяц	2 раза в год(ревизия)	1 раз через 5 лет
Колодцы	2 раза в месяц	1 раз в год	1 раз через 10 лет
Контрольно-измерительные приборы	Ежедневно	1 раз в год	1 раз через 5 лет
Газогорелочные устройства	Ежедневно	1 раз в год	1 раз через 5 лет
Вентиляционные каналы и дымоходы	4 раза в год	1 раз в год	1 раз в 5–10 лет
Автоматика регулирования и безопасности	1 раз в неделю	1 раз в год	1 раз в 5–10 лет

Планово-предупредительный ремонт газопроводов и запорной арматуры

Подземный газопровод. На территории предприятия или котельной подземный газовый ввод имеет один-два колодца с установленными в них отключающими устройствами. При профилактическом обслуживании такого ввода выполняют работы, предусмотренные правилами технической эксплуатации газового хозяйства, путем обхода трасс в сроки, обеспечивающие безопасность. Как показывает практика, аварии подземных газопроводов в

основном являются следствием неудовлетворительного качества строительно-монтажных работ (некачественная сварка, плохая изоляция, отсутствие постели под газопровод, отсутствие защиты газопроводов от действия блуждающих токов и т. п.). Однако не менее 1/3 всех аварий происходит из-за нарушения правил безопасности работниками газовых объектов.

Эксплуатация и обслуживание подземных газопроводов включают в себя два основных вида работ: 1) регулярный обход трассы с проверкой на загазованность колодцев, осмотром задвижек, водосборников; 2) периодическую буровую проверку для выявления утечек. Сроки обхода назначают в зависимости от местных условий. Газопровод на плотность проверяют путем пробуривания вдоль трассы скважин через каждые 2 м на расстоянии 0,3–0,5 м от стенки газопровода на глубину его заложения. Отсутствие газа определяют в результате анализа проб воздушной среды из скважин. Первую проверку после ввода газопровода в эксплуатацию производят через 3 года, а далее – через каждые 5 лет. Наряду с буровой проверкой проводят ревизию газопровода путем раскопки участков длиной 1,5–2 м на каждые 200 м длины газопровода, а также в местах установки конденсатосборников и гидрозатворов. Результаты проверки на плотность и ревизии газопровода вносят в его паспорт.

Установленную на газопроводе в колодцах арматуру (задвижки, компенсаторы) подвергают периодическому осмотру по графику ППР не реже 1 раза в год. Для определения коррозионного состояния газопроводов и своевременного принятия мер по их защите от электрокоррозии на подземных газопроводах следует систематически производить замеры электропотенциалов. Нарушение целостности подземных газопроводов свидетельствует о том, что со стороны работников монтажных организаций был ослаблен контроль за строительством газопроводов, допускалось их сооружение неспециализированными организациями, не осуществлялся контроль за качеством сварных работ и укладкой газопровода.

Внутренний газопровод. Обход внутреннего газопровода производит обслуживающий персонал ежедневно в процессе сдачи приемки смены или дежурства в котельной. Газопровод осматривают, начиная от задвижки на вводе в котельную до кранов у горелок. Особое внимание при этом обращают на плотность запорной арматуры, а также фланцевых соединений и присоединений импульсных линий. Кроме того, персонал **газовой службы предприятия** или спецслужбы **Промгаз** в присутствии ответственного лица производит ежемесячный технический осмотр газопровода с обмыливанием всех мест соединений, проверкой расположения опор и плотности запорной арматуры. Результаты осмотра заносят в журнал ремонтных работ. Текущий ежегодный ремонт газопровода осуществляют во время остановки котлов для капитального ремонта. При этом газопровод освобождают от газа, что позволяет допускать к работам на нем сварщиков и слесарей, не обученных правилам производства газоопасных работ, но имеющих право производить работы на газопроводах.

Газопровод от газа освобождают в следующем порядке: 1) отключают подачу газа в котельную через ГРУ; 2) закрывают задвижку на вводе газа в ГРУ и в начале освобождаемого участка (на вводе в котельную); 3) открывают краны

продувочных линий в ГРУ (давление газа и у последнего по ходу газа котла снижается до атмосферного); 4) ставят заглушку после запорного устройства и в начале освобождаемого участка; 5) отвинчивают пробку на штуцере, расположенном возле заглушки, и подключают шланг от переносного вентилятора; 6) продувают газопровод сжатым воздухом на «свечу» через наиболее удаленную точку газопровода (у последнего котла); 7) проверяют отсутствие газа в воздушной среде трубопровода: концентрация газа по анализу на приборе ПГФ-11 не должна превышать 1 %. В результате продувки газопровода можно приступить к снятию запорной арматуры и горелок, к сварным работам и т. п.

По окончании ремонтных работ производят пневматическое испытание газопровода и составляют акт приемки газопровода из ремонта. Результаты испытаний вносят в паспорт газопровода. Отремонтированный газопровод окрашивают 2 раза в желтый цвет. Иногда при низких температурах газа в теплом помещении котельной поверхность газопровода покрывается конденсирующейся влагой. Это следует своевременно отметить в эксплуатационном журнале, и в период ремонта принять соответствующие меры. Для изоляции газопровода можно применить любой пористый негорючий материал с оберткой из рубероида, чтобы сварные стыки оставались свободными от осмотра. Перед наложением изоляции поверхность газопровода должна быть тщательно окрашена.

Запорная арматура. Планово-предупредительный ремонт запорной арматуры производится: а) на месте при ежемесячных плановых осмотрах и ревизии не реже двух раз в год; б) со снятием с газопровода при текущих ремонтах, осуществляемых через 1–2 года. Ремонт запорной арматуры (задвижек, кранов натяжных и самосмазывающихся) на месте наиболее прост, так как при этом не требуется разъем соединений, такелаж и пр. К ремонту должны быть подготовлены приспособления, инструменты, ассортимент прокладок и болтов с гайками, покрытая графитом сальниковая набивка. Основными операциями при этом являются смена сальниковой набивки и подтяжка болтов фланцев. Набивку заменяют после плотного закрытия затвора с целью уменьшения опасности утечки газа.

В процессе ревизии может выявиться необходимость снятия задвижки или крана с газопровода. В этом случае целесообразно заменить неплотную арматуру запасным комплектом, заранее испытанным на плотность. Задвижки после ремонта испытывают на пропуск керосина. Для этого одну сторону затвора окрашивают меловым раствором и после высыхания затвор кладут окрашенной стороной вниз. В противоположный фланец заливают керосин. Появление пятен на окраске указывает на неплотность затвора. Продолжительность испытания для работы на газе низкого давления 10 мин, на газе среднего давления – 1 ч.

Профилактическое обслуживание газорегуляторной установки

В состав работ по обслуживанию ГРУ входят: а) пуск и останов ГРУ; б) переход на снабжение газом по обводной линии; в) настройка регулятора

давления на заданный режим в зависимости от расхода газа; г) настройка предохранительно-запорного клапана и сбросных устройств; д) контроль за работой регулятора давления, предохранительного клапана и приборов учета расхода газа; е) плановый осмотр и текущий ремонт оборудования, арматуры и контрольно-измерительных приборов ГРУ; ж) наблюдение за отоплением, вентиляцией, электроосвещением и строительной частью ГРУ.

Общие требования к эксплуатации ГРУ. На каждую газорегуляторную установку эксплуатирующая организация составляет паспорт, в котором содержатся основные характеристики оборудования, контрольно-измерительной аппаратуры и помещения. В паспорт заносят результаты ежегодных ревизий оборудования с разборкой регуляторов давления, предохранительных клапанов, фильтра и т. д., а также результаты ремонтов, связанные с заменой деталей и узлов оборудования. О всех других работах по планово-предупредительному осмотру и ремонту записи делают в эксплуатационном журнале ГРУ (табл. 16).

Таблица 16. Форма журнала учета работы ГРУ

№ п/п	Дата посещения	Давление газа		Температура газа		Температура в помещении	Перепад давления		Подпись дежурного	Примечание
		На входе	На выходе	На входе	На выходе		В фильтре	В счетчике		
1										
2										

В графе «Примечания» указывают нарушения нормальной эксплуатации ГРУ, отклонения параметров от заданных и выполненные работы по устранению неисправностей. При ежедневном обходе ГРУ котельной необходимо производить внешний осмотр, чистку от загрязнений и смазку шарнирных соединений клапанов и регуляторов. Как показала практика, это обеспечивает исправную работу регуляторов давления и ПЗК в течение длительного времени. При осмотре помещения следует обращать внимание на отсутствие запаха газа, работу естественной приточно-вытяжной вентиляции и температуру воздуха в помещении, которая зимой не должна быть ниже +5 °С. Не реже 2 раз в месяц необходимо проверять загазованность помещения ГРУ газоанализатором ПГФ-11.

Плановая проверка оборудования ГРУ должна производиться одновременно с техническим осмотром котельной, периодичность которого, как уже указывалось, составляет 1 раз в сутки. При длительной нормальной эксплуатации этот срок можно увеличить до 1 раза в месяц. Состав работ и сроки профилактических осмотров и ремонтов оборудования ГРУ указаны в таблице 17. Строительную часть ГРУ, освещение, отопление и вентиляцию проверяют во время ежегодного текущего ремонта. Тщательно следят за качеством электропроводки в ГРУ, которая должна исключать возможность

короткого замыкания. Любая электроаппаратура в изолированных помещениях ГРУ должна иметь включение снаружи или из соседних хорошо вентилируемых помещений.

Таблица 17. Состав и периодичность выполнения основных работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту (ревизии) ГРУ

№ п/п	Состав работ	Периодичность выполнения работ
1	Проверка исправности технологического оборудования: – осмотр и контроль ПЗК и ПСК; – проверка отсутствия загазованности; – проверка герметичности соединений и арматуры мыльной эмульсией; – проверка соответствия фактического давления режимному значению; – проверка перепада давления на фильтре; – проверка положения запорных органов отключающих устройств	При каждом обходе ГРУ
2	Смена картограмм регистрирующих приборов, завод часовых механизмов, заливка чернил (для старых устройств)	В сроки, указанные в паспорте или инструкции по обслуживанию
3	Снятие показаний измерительных приборов: – проверка приборов на нулевую точку; – осмотр рабочих манометров и их сверка с контрольным прибором	Не реже 1 раза в месяц Не реже 1 раза в 6 месяцев
4	Проверка работы ротационных счетчиков: – контроль уровня заправки редуктора маслом; – смазка счетного механизма	Не реже 1 раза в неделю
5	Проверка состояния системы вентиляции, исправности освещения, очистка помещения, проверка наличия противопожарного инвентаря	При каждом обходе ГРУ
6	Настройка предохранительно-запорных клапанов на верхний и нижний пределы срабатывания	Не реже 1 раза в два месяца
7	Настройка предохранительных сбросных клапанов на максимальное рабочее давление газа +15 % от номинального	Не реже 1 раза в два месяца
8	Проверка плотности закрытия клапана регулятора давления	Не реже 1 раза в год
9	Проверка плотности и чувствительности мембран регулятора давления и пилота	Не реже 1 раза в год
10	Вскрытие регулятора давления	В случае обнаружения разрыва мембраны
11	Разборка, проверка и смазка трущихся частей технологического оборудования	Согласно паспортам заводов изготовителей, но не реже 1 раза в год
12	Ревизия мембранных приводов регулятора РДБК	Один раз в три года

13	Вскрытие и очистка фильтра, замена фильтрующего заполнения	По мере необходимости, но не реже 1 раза в год
14	Проверка хода и плотности закрытия отключающих устройств (задвижек)	Не реже 1 раза в год
15	Продувка импульсных трубок к контрольно-измерительным приборам, ПЗК и регулятору давления (особенно тщательно в случае попадания в них конденсата), проверка отверстий дросселей РДБК	По специальному графику в аварийных случаях, но не реже 1 раза в два месяца в холодное время года, летом при проведении текущего ремонта
16	Включение в работу оборудования ГРУ (ГРП) или перевод оборудования на работу с байпаса через регулятор	После каждого отключения оборудования или перевода на работу по байпасу
17	Проверка окраски газопроводов и оборудования ГРУ	Один раз в год
18	Проведение поверки манометров	Один раз в год
19	Проверка состояния и работы отопительных установок	Один раз в год перед отопительным сезоном
20	Ремонт систем вентиляции, освещения и связи	Немедленно по выявлению неисправности

При проведении текущего ремонта оборудования ГРУ (ГРП) следует соблюдать правила выполнения газоопасных работ, имея в виду следующее: а) перед вскрытием оборудования проверить наличие схемы ГРУ (ГРП), инструкции по выполнению работ, наряда на производство работ; б) проверить плотность закрытия отключающих устройств: на границах отключенного участка после отключающих устройств должны быть установлены заглушки, имеющие хвостовики, выступающие за пределы фланцев; в) проверить обеспеченность слесарей-ремонтников средствами личной защиты; г) проверить наличие и состояние противопожарного инвентаря, исправность электрооборудования, освещения и системы вентиляции.

Техника безопасности при эксплуатации газового оборудования котельных

Эксплуатация котлов на газовом топливе сложна, требует постоянного внимания обслуживающего персонала, а работы по обслуживанию котельных установок на газовом топливе являются газоопасными, и поэтому их выполнение должно осуществляться с соблюдением соответствующих требований и правил. Надзор за выполнением работ в котельной возлагается на лиц, ответственных за газовое хозяйство.

К газоопасным работам, выполняемым при пуске вновь газифицированных котельных и при эксплуатации их, относятся: а) присоединение вновь смонтированных газопроводов к действующим как наружным, так и находящимся в помещениях («врезка под газом»); б) ввод в эксплуатацию газопроводов, ГРП (ГРУ) и газовых сетей, агрегатов и приборов промышленных и коммунально-бытовых потребителей («пуск газа»); в) ревизия и ремонт подземных, надземных и расположенных в помещениях, колодцах, туннелях,

находящихся под газом газопроводов, газового оборудования и арматуры, в том числе ревизия оборудования ГРП и ГРУ; г) прочистка газопроводов и заливка в газопровод растворителей для удаления гидратных образований; установка и снятие заглушек на газопроводах, находящихся под газом; д) разборка газопроводов, отключенных от действующих сетей; е) осмотр и проветривание колодцев; ж) профилактическое обслуживание действующих газовых приборов и внутреннего газооборудования; внутренний осмотр и ремонт топок котлов; з) пуск котельной после ремонта и сезонного перерыва в работе.

Газоопасные работы производят в строгом соответствии с действующими правилами безопасности в газовом хозяйстве. Перечисленные работы выполняет бригада слесарей, прошедших подготовку по газовому делу, численностью не менее 2–3 человек под руководством и в присутствии лица, ответственного за газовое хозяйство котельной. Сложные виды работ выполняют по специальному плану, в котором указывают лиц, ответственных за отдельные виды работ. Каждому лицу выдается отдельный наряд на производство газоопасной работы по установленной форме и за подписью главного инженера предприятия. К плану и наряду прилагается выкопировка из исполнительного чертежа с указанием места и характера производимой работы. Перед началом работ ответственное лицо проверяет соответствие исполнительного чертежа фактическому расположению газопровода на месте производства работы. При этом рабочие должны быть обеспечены средствами личной защиты, что проверяют при выдаче наряда. В наряде должны быть определены порядок действия и необходимые меры личной безопасности каждого участника работы.

Обслуживание газового оборудования котельной. Необходимым условием безопасного обслуживания газового оборудования котельной является точное выполнение имеющихся инструкций и четкая организация деятельности операторов котлов. Основными документами, на основании которых ведется учет работы операторов, является сменный и вахтенный журналы котельной. Журнал ведется посменно самими операторами в течение всего периода работы котельной.

Правила ведения журнала следующие:

1. При сдаче-приемке смены принявший ее оператор обязан проверить:

- а) состояние газопроводов, задвижек, кранов, регулятора давления, предохранительно-запорного клапана и другого оборудования котельной и ГРУ;
- б) давление газа на вводе в ГРУ и котельную;
- в) состояние агрегатов, находящихся в работе;
- г) правильность выключения остановленных котлов.

2. Оператор, сдавший смену, обязан сообщить принимающему о замеченных во время дежурства неполадках.

3. В журнале должны быть отмечены неисправности и ненормальности в работе газового оборудования, выявленные в процессе обслуживания котельной и при сдаче-приемке смены.

4. После проверки делаются записи в журнале за подписью сдающего и принимающего смену.

С правилами ведения сменного журнала должны быть ознакомлены все операторы, что подтверждается их подписью в журнале.

Категорически запрещается разжигать котлы а) при отсутствии операторов и ответственных за газовое хозяйство лиц, прошедших специальную подготовку и имеющих квалификационные удостоверения; б) при обнаружении течи в котле или повреждении поверхности нагрева; в) при отсутствии или недостаточной величине тяги; г) без предварительной вентиляции топки; д) при отсутствии или нерабочем состоянии автоматики, прекращающей подачу газа при падении давления воздуха у смесительных и подовых горелок; е) при неисправных запорных устройствах; ж) при наличии трещин в обмуровке котла и дымоходах и неисправных предохранительных взрывных клапанах.

Если котлы, работающие на разных видах топлива, имеют общий боров, пуск агрегатов на газовом топливе производится только при соблюдении определенных правил безопасности. Обслуживание котлов, работающих на разных видах топлива, производится по специальной инструкции, предусматривающей при розжиге газовых горелок прекращение дутья, запрещение шуровки слоя, снижение тяги и других операций в котлах, использующих твердое топливо. Операторы обязаны четко знать и соблюдать инструкции по розжигу и обслуживанию котлов, работающих на газовом топливе. В инструкциях должны быть точно определены порядок и последовательность подготовки к розжигу, проверки исправности и положения запорных органов, продолжительность проветривания топок и газоходов, порядок выключения котлов. Во время работы котлов операторы должны следить за наличием тяги в топках и за котлами, рабочим давлением газа перед горелками, нормальной подачей воздуха, обеспечивающей полное сгорание и исключающей отрыв и проскок пламени в горелку. Основными документами и инструкциями на котельных и электростанциях, регламентирующих правильную, безопасную и экономичную эксплуатацию теплоэнергетического оборудования и другого вспомогательного оборудования являются «Правила технической эксплуатации (ПТЭ)» и «Правила техники безопасности (ПТБ)».

Запрещается оставлять без присмотра включенные в работу котлы и оборудование газорегуляторной установки. В случае отключения электроэнергии и других аварийных положений подачу газа прекращают путем закрытия задвижки, установленной на вводе газопровода в помещение цеха. При длительной остановке отдельных котлов, а также котельных на лето и для ремонта газопроводы отключают с установкой заглушек после запорных устройств перед котлом и продувкой. Установленные на газопроводе заглушки должны иметь выступающие за пределы фланцев хвостовики. Пуск агрегата после длительной остановки разрешается при наличии актов о проверке газопроводов, газового оборудования, дымоотводящих устройств предохранительных взрывных клапанов и контрольно-измерительных приборов. Проверка должна производиться при участии ответственного лица. Прочистка и проверка дымоходов осуществляется при очередных планово-предупредительных ремонтах и нарушении тяги.

Если газопроводы были без газа или разбирались для ремонта, их необходимо перед пуском в эксплуатацию испытать на плотность давлением 1 кПа (1000 мм вод. ст.), при этом падение давления не должно превышать 0,6 кПа

(60 мм вод. ст.) в 1 ч. Продувку газопроводов агрегата производят до вентиляции (проветривания) его топки. Возможно и одновременное ведение обеих операций, но продувка должна оканчиваться раньше прекращения вентиляции. Вентиляцию или проветривание топок и газовых агрегатов выполняют обязательно перед каждым пуском независимо от длительности предшествующего пуска останова.

Обслуживание мазутного хозяйства. В котельных, для которых мазут является резервным топливом, важно организовать холодное хранение всего мазута с возможностью его быстрого разогрева в зоне всасывающего патрубка. Такой способ хранения, исключающий утечки топлива, можно использовать и для резервных емкостей. Разогрев мазута наиболее рационально вести по циркуляционной схеме с выносными подогревателями. Для обеспечения нормальной работы насосов, подогревателей и форсунок необходимо в фильтрах грубой и тонкой очистки очищать мазут от механических примесей. Контроль за работой фильтров осуществляют по перепаду давлений на них. Фильтры (без их разборки) очищают путем продувки сетки паром при закрытых клапанах подвода и отвода мазута и открытом клапане отвода загрязненного мазута.

Периодически также очищают поверхности нагрева мазутных подогревателей от отложений кокса (нагара), увеличивающих гидравлическое сопротивление потоку топлива и снижающих теплопроизводительность установок. Снижение интенсивности нагарообразования достигается повышением скорости мазута в подогревателе до 1,5 м/с. Для очистки подогревателей используют простые механические средства (скребки, ерши и т.п.), химическую очистку щелочными растворами едкого натра (15–20 г/л) или кальцинированной соды (25–30 г/л), ультразвуковые генераторы.

Слив вновь принятого мазута производится только в резервную емкость, при этом должна быть обеспечена возможность отстоя мазута в резервуаре в течение 7 сут. Для лучшего отстоя мазут подогревают в резервуаре до температуры, зависящей от марки и свойств мазута, но не ниже 60–70 °С. Следует иметь в виду, что при температуре, близкой к 100 °С, обводненный свежим паром (при сливе) мазут может вспениваться и выплескиваться из емкости. Перекачку мазута из хранилища в расходные баки следует производить только после его отстоя. Все хранилища и баки для мазута должны быть закрыты крышками; вентиляция емкостей (удаление испарений) осуществляется через вытяжные трубы, снабженные мелкоячеистыми сетками (140 отверстий на 1 см²).

Подогревающие змеевики в хранилищах и баках устанавливают с уклоном, обеспечивающим свободный слив конденсата. После прекращения подачи пара вода из змеевиков должна удаляться самотеком. Расходные баки мазута оборудуют устройствами для подогрева, паротушением и поплавковым указателем уровня. Заборная труба из бака должна быть выше днища бака не менее чем на 100 мм. Переливную и спускную трубы из расходного бака выводят в специальный приямок или подземный бачок. Запрещается тушение загоревшегося мазута водой. Для этого применяют специальные пенотушители и паротушители.

ГЛАВА 3. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА

3.1. Обязанности обслуживающего персонала котельной

К обслуживанию котлов могут быть допущены лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, обученные по соответствующей программе и имеющие удостоверение квалификационной комиссии на право обслуживания котла. Аттестация машинистов котлов проводится в постоянно действующих квалификационных комиссиях, организованных при специализированных профессионально-технических училищах, учебных комбинатах и других учебных заведениях. Проведение аттестации допускается также на предприятиях и в организациях, располагающих необходимыми условиями и специалистами, по согласованию с местными организациями Госгортехнадзора. Участие представителя местного органа Госгортехнадзора в работе квалификационной комиссии по аттестации машинистов котлов обязательно. О дне проведения экзаменов местный орган Госгортехнадзора уведомляется за 10 дней. Повторная проверка знаний обслуживающего персонала котельной производится ежегодно, а также при переходе на другое предприятие и в случае перевода на обслуживание котлов другого типа или перевода обслуживаемых ими котлов с твердого топлива на жидкое в комиссиях непосредственно на предприятиях или в организациях без участия представителя местного органа Госгортехнадзора. При переводе персонала на обслуживание котлов, работающих на газообразном топливе, проверку знаний производят в порядке, установленном правилами безопасности в газовом хозяйстве.

Обслуживающий персонал несет ответственность за состояние котла, оборудования, арматуры, КИП и за соблюдение правил техники безопасности, нарушение которых может привести к аварии котла, нередко сопровождающейся большими разрушениями и несчастными случаями.

Для надежной и экономичной работы оборудования котельной, следует вести соответствующую техническую документацию: технический паспорт котла в установленной форме, вахтенный и ремонтный журналы, книгу распоряжений по котельной, журнал осмотра и дефектов оборудования и суточные ведомости. Технический паспорт должен иметь все данные о котле: адрес установки котла, его название и тип, тепловую мощность, поверхность нагрева, допустимое давление, название завода-изготовителя, год изготовления, дату ввода котла в эксплуатацию, марку металла, из которого изготовлен котел.

В вахтенном журнале записывают распоряжения о времени пуска и остановки оборудования, описывают аварии и неполадки в работе оборудования с указанием причин и способов устранения их. При приеме и сдаче смен в журнале делают соответствующую запись. В ремонтном журнале, в котором записывают выполненные на котлах ремонтные работы, должны храниться акты о приемке котла после ремонта.

В книге распоряжений отмечаются текущие распоряжения, а также распоряжения, не предусмотренные инструкциями. В журнале осмотров и дефектов оборудования записывают результаты осмотра и апробирования оборудования, а также все дефекты, обнаруженные обслуживающим персоналом во время дежурства. В суточных ведомостях записываются параметры и режимы работы котлов по показаниям контрольно-измерительных приборов.

Обязанности машиниста котла. Машинист должен помнить свои права и обязанности, четко знать, кому он подчинен, чьи распоряжения должен выполнить, кого извещать об авариях и неполадках, о пожаре и несчастных случаях. Машинист котельной должен обслуживать водогрейные и паровые котлы, работающие на твердом, газообразном и жидком топливе. Производить осмотр котлов и вспомогательного оборудования, принимать и сдавать смену, вести журналы. Опробовать и пускать в работу котлы и вспомогательное оборудование, растапливать котел на твердом, газообразном и жидком топливе, включать его в работу и останавливать в соответствии с действующей инструкцией. Правильно вести топочный режим, своевременно подпитывать котлы и систему отопления и питать паровые котлы, наблюдать по приборам, а также визуальное за топочным процессом и нагревом воды в котлах в соответствии с отопительным графиком. Очищать топку и поверхности нагрева котла от шлака, золы и сажи, очищать котел от накипи и промывать его. Производить мелкий ремонт оборудования (набивать сальники, заменять прокладки и т. п.). Обслуживать системы центрального водяного отопления (наполнять, опорожнять, подпитывать, промывать и удалять воздух), а также обслуживать системы воздушного отопления и горячего водоснабжения индивидуальных и групповых котельных. Подготавливать твердое топливо к сжиганию (сортировка, дробление), производить загрузку топлива в топку котла и осуществлять его шуровку. Предупреждать возможные аварии, а в случае их возникновения быстро принимать меры к их ликвидации. Уметь читать чертежи и схемы по основному и вспомогательному оборудованию отопительных котельных малой мощности, соблюдать правила техники безопасности, при работе водогрейных и паровых котлов с избыточным давлением. Соблюдать требования надзорного органа и инструкции по обслуживанию оборудования котельной, уметь пользоваться средствами противопожарной защиты. Машинист котельной должен знать правила устройства и обслуживания водогрейных и паровых котлов и применяемых в них топочных устройств, горелок, форсунок и вспомогательных механизмов. Характеристику основных видов топлива и способы рационального их сжигания в топках котлов, применяемые способы очистки котлов от накипи и их промывки, а также очистки котлов от золы и сажи. Применяемые способы водоподготовки отопительных котельных малой мощности, устройство и обслуживание трубопроводных систем по подаче воды и пара системы водяного и парового отопления и горячего водоснабжения, а также питательной и подпиточной воды, газообразного и жидкого топлива. Устройство и обслуживание систем воздушного отопления, дутьевых вентиляторов, дымососов, циркуляционных, питательных и подпиточных насосов; знать назначение, устройство и правила обслуживания применяемых

контрольно-измерительных приборов систем автоматики регулирования безопасности. Знать свойства и области применения тепловой изоляции, порядок ведения записей в вахтенном других журналах; правила техник безопасности и правила Ростехнадзора по безопасной эксплуатации водогрейных и паровых котлов трубопроводов пара и горячей воды, соблюдать безопасность в газовом хозяйстве, а также правила внутреннего распорядка, производственные инструкции, противопожарные мероприятия и санитарные правила; основы экономики труда и производства.

Порядок приемки и сдачи смены. Вступление персонала котельной на дежурство и уход с дежурства должны производиться с соблюдением требований «Правил внутреннего распорядка». В случае обнаружения неполадок в работе оборудования сдающий смену машинист должен задержаться до устранения дефектов, а машинист, принимающий смену, обязан поставить в известность ответственного за котельную и действовать в дальнейшем по его указанию. Убедившись в полной исправности всего оборудования, машинист должен расписаться в вахтенном журнале. Принимающий смену машинист должен помнить, что он отвечает за неисправности и неудовлетворительное состояние оборудования, возникшие в предыдущей смене и не отмеченные записью при приемке. Не разрешается принимать или сдавать смену во время аварии в котельной.

Машинистам, находящимся на дежурстве, запрещается во время работы котла выполнять какие-либо обязанности, не относящиеся непосредственно к уходу за котлами или за вспомогательным оборудованием котельной (например, нельзя проводить ремонтные работы и т. д.). Рабочее место машиниста должно быть хорошо освещено; особенно хорошо должны быть освещены водоуказательные стекла, манометр и термометры. При работе на газообразном топливе котельная дополнительно оборудуется освещением во взрывобезопасном исполнении с выключателями, установленными снаружи у входа. В котельной следует поддерживать чистоту и порядок. Помещение не должно загромождаться посторонними предметами и топливом. Проходы в котельной и выходы должны быть всегда свободными, двери для выхода должны легко открываться наружу. В котельных, работающих на газообразном топливе, необходимо обеспечивать трехкратный воздухообмен с отсасыванием воздуха из верхней зоны котельной.

3.2. Правила Ростехнадзора, техника безопасности при обслуживании электрооборудования и выполнении газоопасных и ремонтных работ в котельной

Обслуживание электрооборудования. Машинист не должен работать вблизи открытых токоведущих частей без предварительного устройства хотя бы временных ограждений, предохраняющих от случайного прикосновения к открытой электропроводке. При работе вблизи токоведущих частей (электрощитов, кабелей) необходимо убедиться, что ток выключен и не будет включен до окончания работ. Следует пользоваться патронами и штепсельными

соединениями с пластмассовыми корпусами, а в сырых помещениях – с фарфоровыми корпусами. Штепсельные розетки, снабженные предохранителями, рекомендуется использовать только в помещениях без повышенной опасности и для напряжения не выше 220 В. Штепсельные соединения, используемые для включения переносного инструмента, должны иметь контакт для заземления корпуса инструмента.

Машинист не должен сменять электрические лампы освещения и плавкие предохранители. Это обязанность дежурного электрика. Машинисту запрещается пользоваться рубильниками, магнитными пускателями и кнопками с открытыми крышками и разбитыми штепсельными розетками, а также включать их рукояткой молотка, ключом или, например, палочкой. Включение подобных устройств должно осуществляться с резинового коврика, а в сырых помещениях – с подставки из сухого дерева на изоляторах, имеющей также резиновый коврик.

При прекращении подачи электроэнергии все электродвигатели в котельной должны быть немедленно выключены. Машинист обязан регулярно проверять исправность контакта заземления и немедленно сообщать электрику о замеченных неисправностях.

При ремонтных работах следует пользоваться переносными лампами с напряжением 12 В – в особо опасных помещениях и 36 В – в помещениях с повышенной опасностью. Включать инструменты присоединением оголенных концов к линии или контактам рубильников не разрешается. Подключать защитные трансформаторы на 12–36 В к сети следует с помощью соответствующих штепсельных соединений и выключателей. Во время работы с электроинструментом необходимо постоянно следить за исправным состоянием подводящих проводов, не допускать образования петель или перекручивания. Если во время работы чувствуется хотя бы слабое действие тока, работу надо прекратить и сдать электроинструмент на ремонт. Работать с электроинструментом не разрешается, если корпус его находится под напряжением, неисправен, оголен шнур или нет заземляющего провода.

При работе электроинструментом внутри котла один рабочий должен находиться снаружи и быть готовым в любую минуту оказать помощь работающему внутри котла (выключить ток, остановить электродвигатель).

Газоопасными считаются работы, которые проводятся в заведомо загазованных помещениях или при производстве которых возможны утечки газа и образование среды, способной вызвать отравление, взрыв или пожар. Признаком загазованности помещения является неприятный запах одоранта газа. Степень загазованности определяют по показателям стационарных или переносных газоанализаторов.

Газоопасные работы должны выполнять рабочие, прошедшие специальное обучение, по особому наряду за подписью лица, ответственного за газовое хозяйство. Перед началом работ это же ответственное лицо обязано проинструктировать о мерах предосторожности.

Газоопасные работы необходимо проводить бригадой не менее двух человек (в колодцах, тоннелях, глубоких траншеях и резервуарах – не менее трех

человек) с применением шланговых или кислородно-изолирующих противогазов. Обычные противогазы непригодны для этих целей, так как они пропускают оксид углерода. Шланговые противогазы с длиной шланга 12–15 м можно применять для работы в загазованных помещениях только в том случае, если есть возможность выбросить свободный конец шланга в зону чистого воздуха через окно, форточку и т. п. Шланг не должен скручиваться и перегибаться. Шлем должен плотно прилегать к голове и лицу.

Кислородно-изолирующий противогаз ранцевого типа КИП-5 состоит из кислородного баллона, шлема и короткого гофрированного шланга, уложенных в наплечном ранце. Противогаз типа КИП-5 изолирует дыхательные органы человека от окружающего воздуха, а необходимый для дыхания чистый воздух получается в самом противогазе. Этот противогаз применяется в тех случаях, когда пользование шланговым противогазом невозможно. При газоопасных работах необходимо пользоваться взрывобезопасным инструментом, не дающим искр – медным или омедненным. Если инструмент не может быть омеднен, как, например, зубило, то на время работы его поверхность должна быть густо смазана тавотом или солидолом, препятствующими образованию искры. Проволока для прочистки отверстий или удаления сальниковых набивок должна быть из латуни.

Техника безопасности при производстве ремонтных работ. Ремонт котлов и вспомогательного оборудования в действующих котельных также является газоопасной работой, поэтому при его проведении должны выполняться все общие меры безопасности, предусмотренные для этих работ. Допуск ремонтного персонала для выполнения работ производится только после проверки ответственным руководителем наличия заглушек и правильности их установки. Персонал, допускаемый к проведению ремонта, должен быть предварительно проинструктирован по правилам безопасности независимо от его квалификации и наличия права на проведение газоопасных работ.

Если при ремонте приходится выполнять работу на высоте, то должны быть установлены специальные леса с плотным настилом и ограждением высотой не менее 1 м. Не разрешается пользоваться на высоте отдельными досками при переходе с одной конструкции на другую. В этом случае необходимо сделать мостики из щитов, имеющих поперечные планки и поручни высотой не менее 1 м. Рабочие места должны иметь хорошее освещение. Запрещается пользоваться при работе в котле переносными лампами напряжением выше 12 В; во всех других местах разрешается применять переносные электролампы и электроинструмент напряжением до 36 В. Работать с электроинструментом следует в резиновых перчатках на резиновом коврик. Корпус электроинструмента должен быть заземлен.

Запрещается включение электроинструмента присоединением оголенных проводов к линии или контактам рубильников.

Перед началом работы в топке или газоходах котла необходимо провентилировать газовый тракт путем включения дымососа на 10–15 мин.

При выполнении работы внутри топки или газохода котла снаружи должен постоянно находиться дежурный, ведущий наблюдение за всеми работающими.

Подъем тяжестей по лестницам без перил не допускается. Инструмент, применяемый при ремонте, должен быть в исправном состоянии. При всех видах сверления запрещается удалять стружку руками, для этого применяют приспособление в виде крючка. Стружку можно удалять только после того, как сверло будет выведено из отверстия.

3.3. Пожарная безопасность. Мероприятия по противопожарной безопасности в котельных

При эксплуатации котельных необходимо соблюдать «Правила противопожарного режима», утвержденные Постановлением Правительства № 1479 от 16.09.2020 (далее – Правила).

Согласно пункту 77 Правил, перед началом отопительного сезона нужно проводить проверки и ремонт котельных установок. Их должен организовать руководитель организации.

Правила также устанавливают ряд запретов при эксплуатации котельных и других теплопроизводящих установок (см. пункт 79).

Запрещается:

- 1) допускать к работе людей, которые не прошли специальное обучение и не имеют квалификационного удостоверения;
- 2) разжигать установки без их предварительной продувки;
- 3) подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках;
- 4) работать при неисправных или отключенных приборах контроля и регулирования, предусмотренных изготовителем;
- 5) эксплуатировать котельные установки, работающие на твердом топливе, дымовые трубы которых не оборудованы искрогасителями и не очищены от сажи;
- 6) применять в качестве топлива отходы нефтепродуктов и другие легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, которые не предусмотрены технической документацией на эксплуатацию оборудования;
- 7) эксплуатировать теплопроизводящие установки при подтекании жидкого топлива (утечке газа) из систем топливоподачи, а также из вентилей у топки и емкости с топливом;
- 8) сушить горючие материалы на котлах, паропроводах и других теплогенерирующих установках;

Противопожарный водопровод

Для отдельно стоящих котельных общей площадью более 500 м², через которые прокладывают трубопроводы жидкого и газообразного топлива, необходимо предусмотреть установку пожарных кранов (согласно пункту 18.9 СП 89.13330.2016).

В зданиях котельных, которые должны быть оборудованы внутренним противопожарным водопроводом, пожарные краны требуется устанавливать в помещениях категорий А, Б и В1-В4 по взрывопожарной и пожарной опасности,

а также в помещениях с трубопроводами жидкого и газообразного топлива (согласно пункту 6.9.25 СП 4.13130.2013).

Пожарные краны нужно разместить так, чтобы каждая точка орошалась двумя струями воды производительностью не менее 2,5 л/с каждая, при этом была соблюдена высота компактной струи.

Системы и автоматика безопасности в котельных залах должны включать следующее:

- 1) датчики довзрывоопасных концентраций горючих газов (для котлов на газовом топливе) или паров горючих жидкостей (для котлов на жидком топливе), которые подают световые и звуковые сигналы, отключают подачу топлива и активируют взрывозащищенные аварийные вентиляцию и освещение, если загазованность достигает 0,1 НКПР;
- 2) приточно-вытяжную вентиляцию, обеспечивающую не менее однократного воздухообмена (за исключением воздуха, необходимого для горения) и аварийную вентиляцию, которая предотвращает превышение содержания паров жидкого топлива или газа в помещении более 0,5 НКПР;
- 3) автоматическую пожарную сигнализацию, которая подает световые и звуковые сигналы и отключает общую линию подачи топлива (для котлов с камерными топками на газообразном, жидком и твердом топливе в пылевидном состоянии);
- 4) аварийное освещение с бесперебойным электроснабжением, которое включается автоматически, если возникает загазованность или прекращается основное электроснабжение;
- 5) легкобрасываемые ограждающие конструкции;
- 6) электрооборудование во взрывобезопасном исполнении;
- 7) локальное пожаротушение для расходного топливного бака и участка с твердым топливом в соответствии с требованиями СП 485.1311500.2020.

Инструкция по пожарной безопасности котельной включает следующие аспекты:

- 1) меры пожарной безопасности технологических процессов при эксплуатации оборудования с учетом специфики конкретных котельных установок;
- 2) указание предельных значений контрольно-измерительных приборов (манометров, термометров и т.д.), отклонение от которых может привести к пожару или взрыву;
- 3) порядок и частоту уборки горючих отходов и других материалов;
- 4) порядок хранения и ухода за спецодеждой.

Инструкция по пожарной безопасности должна включать:

- 1) порядок уборки территории, зданий, сооружений и помещений;
- 2) организацию эвакуационных маршрутов и выходов, включая аварийные выходы, а также доступ пожарных подразделений на объекты (этажи, крышу и т.д.);

- 3) определение мест для курения, порядок использования открытого огня, проезда транспорта, выполнения огневых и других пожароопасных работ;
- 4) обязанности сотрудников при возникновении пожара, включая вызов пожарной охраны, использование средств пожаротушения и систем автоматики;
- 5) определение максимального количества людей, которые могут одновременно находиться на объекте.

3.4. Типовые мероприятия по охране окружающей среды

В процессе работы котельной происходит образование вредных выбросов. К вредным выбросам на котельной относятся: оксиды азота, оксиды серы, оксиды углерода, полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), твердые частицы, диоксины и фураны, фтороводород и хлороводород (при сжигании твердых коммунальных отходов).

На объем и тип образующихся выбросов влияют вид сжигаемого топлива (твердое, жидкое, газообразное) и мощность котельного агрегата.

ПАУ – органические соединения, которые в своем составе имеют конденсирующиеся бензольные кольца, а атом углерода является общим для 2 и более колец. ПАУ образуются в процессе пиролиза или при неполном сгорании топлива. При высоких температурах и пиролизе органических соединений происходит образование фрагментов молекул и радикалов, которые в конечном итоге образуют ПАУ. Конечный продукт пиролизного синтеза зависит от вида топлива, температуры и от времени нахождения в зоне горения. К топливам, после сгорания которых образуются ПАУ, относятся метан, углеводороды, лигнины, пептиды, липиды и т.д. Образование ПАУ происходит в виде паров из зоны горения. За счет низкого давления пара большинство ПАУ мгновенно концентрируются на частичках сажи либо сами образуют мельчайшие частички. ПАУ, поступающие в атмосферу в виде пара, адсорбируются содержащимися в воздухе частицами.

Содержащийся в твердом топливе углерод является источником образования оксидов углерода CO_x . Образование CO_x происходит в процессе окисления углерода атомами кислорода. В зависимости от вида горения различается полное и не полное горение. Полное горение происходит в результате полного выгорания атомов углерода при достаточном количестве атомов кислорода. При полном горении образуется CO_2 – углекислый газ. При недостаточном количестве кислорода происходит неполное горение, в результате чего образуется CO – угарный газ. Образование того или иного газа значительным образом отражает процесс горения. Углерод содержится во всех видах топлив и является одним из ключевых горючих элементов.

Содержащаяся в топливе сера является источником образования оксидов серы SO_x : сернистого SO_2 и серного SO_3 ангидридов. Суммарный массовый выброс SO_x зависит только от содержания серы в топливе S^p .

Сера S в твердых топливах может содержаться в трех видах: органическая $S_{ор}$, колчеданная S_k и сульфатная S_c . Органическая сера входит в состав сложных высокомолекулярных органических соединений топлива. Колчеданная сера представляет собой ее соединения с металлами (чаще железный колчедан FeS_2) и входит в минеральную часть топлива. Сульфатная сера входит в минеральную часть топлива в виде сульфатов щелочных металлов ($CaSO_4$ и $MgSO_4$) и поэтому в процессе горения дальнейшему окислению не подвергается – не горит и переходит в золу. В конечном итоге состав серы имеет следующий вид:

$$S_{общая} = S_{ор} + S_k + S_c.$$

При окислении азота образуются различные соединения, такие как: оксид азота (NO), диоксид азота (NO_2), гемииоксид азота (N_2O), азотистый ангидрид (N_2O_3), тетраоксид диазота (N_2O_4) и азотный ангидрид (N_2O_5).

Особого внимания с точки зрения экологии заслуживают оксид азота (NO) и диоксид азота (NO_2), суммарная концентрация которых, как правило, обозначается NO_x .

Наиболее токсичным и опасным для живых организмов, в частности для человека, является диоксид азота (NO_2).

Для того, чтобы в этом убедиться, достаточно сравнить предельно допустимую концентрацию (ПДК) в приземном слое воздуха, указанную в нормативных документах различных стран мира. В России ПДК для оксида азота (NO) составляет $0,6 \text{ мг/м}^3$, в то время как для диоксида азота (NO_2) предельно допустимая концентрация равняется $0,085 \text{ мг/м}^3$.

При превышении допустимых значений ПДК и длительном воздействии возможны самые разные последствия: от воспаления легких до отека легких и летального исхода.

Именно по этой причине проблема вредных выбросов крайне актуальна, и специалисты всеми силами и способами стараются снизить концентрацию выбросов оксидов азота до максимально низких значений.

Источниками образования оксидов азота могут являться азотосодержащие компоненты топлива, либо азот, вносимый в зону активного горения с воздухом, который в свою очередь необходим для осуществления процесса горения топлива.

По этой причине оксиды азота принято делить на 2 основные группы:

- воздушные;
- топливные.

Воздушные оксиды азота также делятся на две группы:

- термические (механизм Зельдовича);
- быстрые (механизм Фенимора).

При возникновении термических оксидов азота по механизму Зельдовича главным условием является высокая температура на начальном этапе формирования факела и в активной зоне горения – от 1600°C и выше. Кроме того, термические оксиды азота могут возникать и без процесса горения, если кислород, входящий в состав воздуха, вносимого в топку, нагреть до необходимой температуры.

Быстрые оксиды азота по механизму Фенимора образуются непосредственно в узкой зоне фронта ламинарного пламени при сравнительно небольших температурах около 750 °С.

Образование топливных NO_x происходит на начальном участке факела, при горении летучих веществ, выделившихся из частиц угля или мазутных капель. Одновременно с образованием оксидов азота происходит восстановление NO до безвредного молекулярного азота N_2 , причем соотношение между окислительными и восстановительными реакциями определяется наличием свободного кислорода или других окислителей. Применительно к топочным устройствам энергетических котлов можно утверждать, что количество образующихся оксидов азота определяется кинетикой процессов, т.к. время пребывания в высокотемпературной зоне значительно меньше времени, необходимого для достижения равновесных концентраций.

Образование хлороводорода в продуктах сгорания топлива при сжигании твердых коммунальных отходов происходит за счет нахождения в составе отходов материалов, содержащих в своем составе хлор. Хлор содержится в таких изделиях как пластик, полиэтилен, строительные материалы, бытовая химия и др.

Образование фтороводорода происходит за счет наличия в сжигаемых твердых коммунальных отходах элементов фтора. При разложении на атомы происходит реакция соединения атомов водорода и фтора и образование фтороводорода по реакции $\text{F}_2 + \text{H}_2 = 2\text{HF}$.

Диоксины и фураны – это полихлорированные дибензодиоксины и дибензофураны (ПХДД и ПХДФ). Эти вещества являются высокотоксичными и относятся к стойким органическим загрязнителям. Твердые бесцветные вещества, которые плохо растворяются в воде и органических растворителях. Фуран отличается от диоксина отсутствием в своем составе одного атома кислорода.

В органической химии диоксином называют шестичленный гетероцикл, где два атома кислорода связаны между собой. Под диоксином понимают 2,3,7,8-тетрахлордibenзо-*n*-диоксин (2,3,7,8-ТХДД), считающийся наиболее токсичным представителем чрезвычайно опасных ксенобиотиков из числа олихлорированных полициклических соединений, к которым относятся дибензо-*n*-диоксины (ПХДД), дибензофураны (ПХДФ) и бифенилы (ПХБ).

Зола и шлак образуются в результате термохимических превращений неорганической части топлива и различаются по химико-минералогическому составу и физико-механическим свойствам в зависимости от вида топлива и условий его сжигания. Зола и шлак отводятся от системы сжигания топлива различными способами. Зола улавливается в золоуловителях – сухих и мокрых. Для удаления шлака из бункеров котлоагрегатов используют шлакоудаляющие устройства разных конструкций с шнековой и скребковой подачей или шламосмывные устройства с периодическим или непрерывным смывом с помощью высоконапорных насадок.

Основу минерального вещества топлива представляет каолинит – $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, который при температуре 723–923 К разлагается с

образованием $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$ – метакеолинита. При температуре 1173 К и выше образуется фаза муллита – $3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$. В диапазоне температур 873–1273 К имеет место разложение карбонатов (кальция, магния, железа). Окисление пирита с образованием оксидов железа и серы происходит при температуре 673–973 К. В зоне температур 1473 К и выше появляется стекловидная фаза.

Большая часть минерального вещества топлива содержится в золе, меньшая – в шлаке. Зола большинства топлив на 98–99 % состоит из свободных и связанных оксидов **Si, Al, Fe, Ca, Mg, K, Na, Ti, S**, а также микроэлементов – **B, Mo, Ge, Ga, U, As, W, Hg, Zn, Pb, Ni, Co, F** и др. Различают золы основные (содержание свободного CaO – до 50–60 %) и кислые (содержание общего CaO менее 10 %, содержание кислых оксидов не менее 70–80 %).

Фракции золошлаковых материалов (ЗШМ) различают по составу. Во фракциях 15–20 мкм и менее преобладают **SiO_2 , Al_2O_3 , K_2O , SO_2** . Более крупные карбонаты преобладают в крупных фракциях. Фракции одной и той же золы представлены, как правило, одним набором минералов, но относительное содержание их в разных фракциях существенно отличается.

Минералы типа двухкальциевого силиката и многокальциевого алюмината распределяются равномерно. Содержание CaO в крупной фракции больше, чем в мелкой.

В основе фильтрования заложено два основных способа очистки дымовых газов – сухое и мокрое золоулавливание.

К мокрой очистке относят скрубберы, а остальное – к сухой очистке дымовых газов.

Фильтрование:

- рукавные тканевые фильтры;
- электростатические фильтры;
- циклоны;
- скрубберы.

Рукавные тканевые фильтры – представляют из себя цилиндрические емкости, в которых расположены вертикально подвешенные тканевые мешки. Частицы золы в дымовом газе, проходя через ткань, застревают. Очищенный газ выводится через трубу в верхней части емкости.

Электростатические фильтры – в таких устройствах поток загрязненного газа проходит через электрическое поле, после чего частицы оседают на электродах под действием электростатического поля обратной полярности.

Циклоны – обеспечивают более быструю и полную очистку газа за счет воздействия на него центробежной силы. Конструктивно циклон является резервуаром цилиндрической формы с коническим дном.

Мокрую очистку применяют в основном для очистки газов от частиц пыли или же тумана. Обычно промывной жидкостью является вода, однако иногда используют водные растворы серной кислоты, соды или иных веществ.

Газ и жидкость могут контактировать между собой поверхностью капель (скрубберы Вентури, полые скрубберы), поверхностью стекающей жидкой

пленки (центробежные и насадочные скрубберы) и пузырьков газа (барботажные или, по-другому, пенные пылеуловители).

Дисперсионные частицы соприкасаются с поверхностью жидкости под действием сил тяжести, инерции, ударов молекул и турбулентной пульсации, которые движут эти самые частицы.

Газоочистное оборудование для мокрой очистки газов

Гидравлические пылеуловители, которые используются для мокрой очистки газов, могут иметь различные конструкции. Их можно разделить на следующие типы:

- динамические;
- статические (как правило, это скрубберы);
- пенные пылеуловители;
- установки, которые имеют смоченную поверхность.

Самыми распространенными фильтрами для мокрой очистки газов являются скрубберы. Работа таких установок основана на разбрызгивании жидкостей в пространстве, которое заполнено газом.

Скрубберы – аппараты для мокрой очистки дымовых газов. Представляют из себя вертикальные емкости, внутри которых располагаются различные приспособления для мокрой очистки (форсунки для разбрызгивания воды, различные насадки, устройства для дробления воды газовым потоком). Газ промывается и очищается водой, вся сажа остается с водой, которая утекает в отстойник, очищенный же газ выводится в атмосферу через патрубок в верхней части скруббера.

Насадочные газопромыватели – колонны, заполненные насадками различной формы. Эти устройства рекомендуется применять только при улавливании хорошо смачиваемой пыли. Особенно, когда процессы улавливания пыли сопровождаются охлаждением газов или абсорбцией.

Тарельчатый барботажный или пенный скруббер – сложное устройство мокрой очистки воздуха. Тарельчатые барботажные скрубберные установки могут быть с провальными тарелками и с переливными тарелками. Корпус фильтра обычно разборный. Принцип работы такой: тарелки (щелевые или дырчатые) поливаются жидкостью. Образующаяся на них пена захватывает частицы пыли. Удаление из аппарата происходит в виде шлама.

Скруббер Вентури – газопромыватель, состоит из труб, в которые под высоким напором поступают газ и жидкость. Капли жидкости захватывают твердые частицы и вместе с ними оседают в каплеуловитель. Процесс очистки воздуха от пыли в этих аппаратах происходит благодаря коагуляции твердых частиц при смачивании жидкостью. Принцип работы скруббера Вентури основывается на этом физическом явлении. Намокшие пылинки, двигаясь в газоздушном потоке, при соударении слипаются, сепарируются в уловителе и удаляются.

Существует большое разнообразие теоретически обоснованных способов очистки дымовых газов от диоксида серы, однако широкое практическое

применение нашли только экономически выгодные и технологически несложные процессы.

Сокращение выбросов диоксида серы (SO_2) осуществляется в двух направлениях:

- 1) предварительная обработка топлива с целью извлечения из него серы на специализированных предприятиях или непосредственно на ТЭЦ;
- 2) связывание серы в процессе сжигания топлива.

Первое направление обычно применяется для обессеривания мазута, который подвергается при этом каталитической гидрообработке при температуре 633–693 К и давлении 40,0–10,0 МПа. В качестве катализатора используют сульфиды кобальта, никеля, молибдена, нанесенные на оксидоалюминиевую основу. На поверхности катализатора происходит взаимодействие водорода и серы с образованием сероводорода, который отделяется от водорода и утилизируется в виде серосодержащего раствора, чистой серы

Известковый метод нейтрализации серы – данный способ очистки основан на нейтрализации сернистой кислоты, получающейся в результате растворения SO_2 , содержащегося в дымовых газах, щелочными реагентами: гидроксидом кальция (известью) или карбонатом кальция (известняком).

Магnezитовый метод нейтрализации серы – данный способ очистки основан на поступлении дымовых газов в абсорбер типа трубы Вентури, где они орошаются суспензией, содержащей оксид магния.

Аммиачно-циклический метод нейтрализации серы – способ очистки дымовых газов от SO_2 основан на поглощении SO_2 из дымовых газов распыленным раствором сульфита аммония $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3$ с образованием бисульфита аммония.

Сухие методы сероочистки основаны на адсорбции диоксида серы твердыми сорбентами: оксидами алюминия, марганца, железа, активированным углем. Среди исследованных и опробованных способов некоторую практическую реализацию получил окисло-марганцевый метод.

Абсорбционно-каталитический метод нейтрализации серы – в Иркутском государственном техническом университете был разработан абсорбционно-каталитический способ очистки газов от SO_2 , в котором объединяются преимущества абсорбционного и каталитического способов. Сущность метода заключается в том, что очищаемый газ пропускают через двухфазную систему вода-катализатор. Содержащийся в нем диоксид серы поглощается водой и на катализаторе превращается в серную кислоту, окисляясь до SO_3 кислородом, содержащимся в газе, рН водной фазы после абсорбционно-каталитической очистки составляет 2–2,7. Процесс протекает при низкой температуре (20–90 °С). Катализатор представляет собой активные комплексные соединения металлов переменной валентности (Fe, Mn, Co, Ni), нанесенные на полиэтиленовый носитель в виде гранул.

Абсорбционные методы удаления SO_2 совместно с NO_x из-за низкой химической активности оксида азота включают те или иные стадии окисления или восстановления. Степень очистки в комплексных методах обычно составляет 90 % от SO_2 и 70–90 % от NO_x . Одновременная очистка может проводиться

щелочными растворами. При абсорбции растворами NaOH и Na₂CO₃ в качестве побочных продуктов образуются Na₂SO₄, NaCl, NaNO₃, NaNO₂, а при абсорбции Ca(OH)₂ – CaSO₄, Ca(NO₃)₂.

На сегодняшний день существующие способы и методы снижения концентраций оксидов азота в продуктах сгорания топлива промышленных предприятий разделяются на первичные и вторичные.

К первичным способам снижения образования оксидов азота можно отнести улучшение технологий, при использовании которых происходит эмиссия вредных выбросов в атмосферу. В промышленной энергетике это рециркуляция дымовых газов, улучшение конструкций горелочных устройств, регулирование температуры дутья и т.д.

К вторичным методам удаления оксидов азота относятся способы и процессы очистки от вредных выбросов из отходящих дымовых газов.

Окислительные методы очистки газов от оксидов азота – оксид азота NO несолеобразующее вещество, и сложно вступает в реакцию с большим количеством поглотителей. С целью наиболее полного снижения оксидов азота из уходящих газов производят окисление NO в NO₂ и N₂O₃ в газовой фазе с помощью кислорода.

Существует метод очистки дымовых газов от оксидов азота, в основе которого заложен принцип окисления оксида азота в жидкой фазе. Самым распространенным поглотителем оксидов азота является вода. Абсорбция оксидов азота водой позволяет образовываться азотной кислоте. Степень абсорбции оксидов азота водой зависит от используемого аппарата, где происходит абсорбция и находится в пределах 40–80 %.

К самому распространенному типу аппаратов для очистки дымовых газов от оксидов азота относятся скрубберы.

Значительное разложение оксидов азота достигается под действием высоких температур в присутствии восстановителей. Полное разложение оксидов азота происходит при температуре 600–1100 °С. Разложение происходит по схеме $2\text{NO} = \text{N}_2 + \text{O}_2$. Возможно сдвинуть реакцию в правую сторону, если связать образующийся кислород. Для этих целей используют твердые, жидкие и газообразные восстановители. В качестве твердых восстановителей используют кокс, графит, уголь. В качестве жидких восстановителей используют керосин и бензин. Из газообразных восстановителей изучено влияние на скорость процесса оксида углерода, водорода и природного газа.

Адсорбционные методы очистки газов от оксидов азота – использование адсорбентов для очистки газов позволяет оказывать значительное воздействие на оксиды азота. В качестве адсорбентов используются ионообменные смолы, силикагель, молекулярные сита, активированный уголь. По результатам ряда работ установлено, что наиболее эффективным адсорбентом является активированный уголь. Известно так же о высоких адсорбционных свойствах цеолита марки СаА.

Высокой адсорбционной способностью обладают синтетические цеолиты, обеспечивающие высокую степень очистки газов от оксидов азота.

Каталитическая очистка газов от оксида углерода – применение каталитического способа обезвреживания уходящих газов в промышленности от оксида углерода является наиболее правильным решением. Тем не менее наряду с оксидом углерода при различных условиях работы производства в газах могут находиться различные токсичные соединения: оксиды азота и серы, соединения углеводородов.

Процесс очистки уходящих газов с высоким содержанием оксида углерода происходит с использованием реакции водяного газа (конверсией с водяным паром) и с использованием окисных железных катализаторов.

Абсорбционная очистка газов от оксида углерода – основным сорбентом для поглощения СО используют медноаммиачные растворы. Во время абсорбции СО под высоким давлением поглощается в абсорбере медноаммиачным раствором. Так же используются и другие растворы: ацетата меди, формиата, кабонтата меди. Поглощение диоксида углерода происходит из-за того, что раствор имеет слабощелочной характер. Проведение регенерации обуславливается нагревом, под действием теплоты соединения разлагаются, и выделяется оксид углерода.

Сжигание твердых коммунальных отходов характеризуется образованием большого количества вредных веществ, куда входят диоксины и фураны.

Процесс снижения выбросов диоксинов и фуранов можно разделить на несколько способов. Первый способ реализуется за счет использования технологического оборудования для подавления образующихся вредных веществ. Второй способ включает в себя устройства улавливания вредных веществ на конечном этапе утилизации твердых бытовых отходов.

Реализация первого способа, базируется на правильной организации процесса сжигания твердых бытовых отходов. Основным направлением снижения выбросов образующихся диоксинов и фуранов считается термическая деструкция. Известно, что при температуре 1250 °С и времени пребывания газового потока в зоне высоких температур не менее 2 секунд происходит эффективное разложение диоксинов и фуранов. Использование высокотемпературного способа позволяет эффективно бороться с образующимися вредными соединениями, например, полихлордибензодиоксином и полихлордибензофураном.

Реализация второго способа нейтрализации образующихся диоксинов и фуранов заключается в использовании средств очистки отходящих газов. Сюда входят такие способы, как абсорбция и адсорбция газов с использованием скрубберов. Эффективно применяется процесс фильтрования аэрозолей, содержащих в своем состав от 50 до 70 % диоксинов и фуранов.

К нетермическим способам разложения диоксинов и фуранов относят следующие способы: фотолиз, радиолиз, гидродехлорирование, дехлорирование, каталитическое окисление, озонирование, разложение иодидом хлора. Использование данных способов деструкции диоксинов и фуранов достаточно сложно и крайне затратно, хотя и позволяет достичь высокой степени разложения.

Наличие Cl_2 в газовых выбросах энергетических котлов обусловлено особенностями используемого топлива. Ввиду того, что в составе твердых коммунальных отходов существует великое множество различных компонентов, содержащих в своем составе Cl_2 , реакция образования хлороводорода будет неизбежно происходить.

Процесс снижения образующегося хлороводорода заключается в использовании известных методов и способов, которые оказывают непосредственное воздействие на молекулярные связи водорода и хлора.

Сюда входят такие способы как фильтрование, использование сухих адсорбционных установок, мокрых газоочистных аппаратов (скрубберов) и абсорберы.

Зачастую с целью нейтрализации хлористых соединений используют различные поглотители, фильтраты на основе алюмосиликатов, щелочные растворы.

Нейтрализация выбросов фтороводорода из отходящих газов энергетических установок, сжигающих твердые коммунальные отходы включает в себя уже ранее описанные методы. К таким методам относят сухие и мокрые способы очистки от фтористых соединений, использование абсорбентов и адсорберов, применение устройств очистки газов на примере скрубберов.

Одним из самых распространенных способов очистки отходящих газов от соединений фтора является использование абсорбционных систем.

Более подробно информация о способах образования и методах снижения вредных выбросов при работе теплоэнергетического оборудования изложена в учебном пособии С. И. Зеленского, В. А. Рыжикова, Я. Н. Сколярова «Охрана окружающей среды при работе теплоэнергетических систем».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эксплуатация является одним из ключевых факторов, оказывающих влияние на работу котельного оборудования. В основе эксплуатации заложены два основных документа: ПТЭ – правила технической эксплуатации и ПТБ – правила техники безопасности, а также рекомендации, выпущенные заводом изготовителем. В учебном пособии рассмотрены основные (базовые) варианты эксплуатации котельного оборудования. Представленные в учебном пособии материалы от пуска до эксплуатации котельного оборудования позволяют обучающемуся получить полную картину происходящего в котельной.

Полученные знания могут быть использованы при разработке инструкций по обслуживанию котельного оборудования, а также разработке современных схем эксплуатации котельного оборудования. Дополнительным фактором повышения квалификации обучающегося является получения практических навыков, без которых дальнейшее развитие в сфере эксплуатации энергетического оборудования будет затруднено.

Необходимо отметить, что соблюдение правил ПТЭ и ПТБ позволяет обеспечивать надежную и экономичную эксплуатацию энергетического оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эстеркин, Р. И. Противоаварийные тренировки в производственных и отопительных котельных / Р. И. Эстеркин. – СПб: Энергоатомиздат, 1990. – 248 с.
2. Галкин, В. И. Эксплуатация и ремонт котельных агрегатов / В. И. Галкин. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 239 с.
3. Вергазов, В. С. Устройство и эксплуатация котлов : справочник / В. С. Вергазов. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 271 с.
4. Баранов, Л. А. Предупреждение аварий котлоагрегатов / Л. А. Баранов. – М.: Энергоатомиздат, 1991г. – 272 с.
5. Воликов, А. Н. Сжигание газового и жидкого топлива в котлах малой мощности / А. Н. Воликов. – СПб: Энергоатомиздат, 2001г. – 268 с.
6. Зеленский, С. И. Охрана окружающей среды при работе теплоэнергетических систем : учебное пособие / С. И. Зеленский, В. А. Рыжиков, Я. Н. Сколяров. – СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2022. – 97 с. – ISBN 978-5-91646-324-8.
7. Борщов, Д. Я. Устройство и эксплуатация отопительных котельных малой мощности / Д. Я. Борщов. – М.: Стройиздат, 1989. – 198 с.
8. Вергазов, В. С. Устройство и эксплуатация котлов: вопросы и ответы : справочник / В. С. Вергазов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1991. – 264 с.
9. Волков, М. А. Эксплуатация газифицированных котельных / М. А. Волков, В. А. Волков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1990. – 256 с.
10. Янкелевич В. И. Наладка газомазутных промышленных котельных / В. И. Янкелевич. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 216 с.

Учебное издание

**Сколяров Ян Николаевич
Зеленский Сергей Иванович
Смородин Сергей Николаевич
Рыжиков Владимир Александрович**

Эксплуатация отопительных котельных

Учебное пособие

Редактор и корректор Д. А. Романова
Техн. редактор М. Д. Баранова

Учебное электронное издание сетевого распространения

Системные требования:
электронное устройство с программным обеспечением
для воспроизведения файлов формата PDF

Режим доступа: http://publish.sutd.ru/tp_get_file.php?id=202016, по паролю.
- Загл. с экрана.

Дата подписания к использованию 09.09.2026 г. Рег. № 5286/24

Высшая школа технологии и энергетики СПбГУПТД
198095, СПб., ул. Ивана Черных, 4.