

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Учреждение образования
«Витебский государственный технологический университет»

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Конспект лекций

для студентов специальностей
1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования
организаций»,
7-07-0712-02 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Витебск
2024

УДК 621.182
ББК 31.3
К73

Рецензенты:

заведующий кафедрой инженерной физики УО «Витебский
государственный университет имени П.М. Машерова, кандидат
технических наук, доцент Т. В. Бувеч;

директор РИУП «Научно-технологический парк Витебского
государственного технологического университета» В. И. Луцейкович

Одобрено кафедрой «Теплоэнергетика» УО «ВГТУ»,
протокол № 9 от 02.04.2024.

Рекомендовано к изданию редакционно-издательским
советом УО «ВГТУ», протокол № 7 от 03.04.2024.

Жерносек, С. В.

К73 Котельные установки : конспект лекций / сост. С. В. Жерносек. –
Витебск : УО «ВГТУ», 2024. – 138 с.
ISBN 978-985-481-768-2

Приводится перечень необходимых для изучения сведений по обоснованию выбора конструкции, основного и вспомогательного оборудования котельных, составлению теплового баланса котлоагрегата, выбору тепловых схем котельных; приведен перечень необходимых для изучения вопросов по организации режимов работы и эксплуатации котельных установок.

Конспект предназначен для самостоятельной подготовки по курсу «Котельные установки» студентами специальностей 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций», 7-07-0712-02 «Теплоэнергетика и теплотехника» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.182
ББК 31.3

ISBN 978-985-481-768-2

© УО «ВГТУ», 2024

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общие сведения о котельных	5
1.1 Основные определения.....	5
1.2 Классификация котельных.....	7
1.3 Основное и вспомогательное оборудование котельной	10
1.4 Состав котельного агрегата	14
2 Источники энергии котельных агрегатов. Материальные балансы процесса горения различных видов топлива	18
2.1 Общие понятия теории горения топлива	18
2.2 Состав твердого и жидкого топлива	20
2.3 Свойства жидкого топлива	21
2.4 Состав и свойства газообразного топлива	22
2.5 Теплота сгорания топлива.....	24
2.6 Расчет горения органического топлива	24
2.7 Коэффициент избытка воздуха	26
3 Тепловой и эксергетический балансы котла.....	27
3.1 Общее уравнение теплового баланса.....	27
3.2 Теплота, полезно затраченная на производство пара. Расход топлива и КПД котла	33
3.3 Потеря теплоты с уходящими газами	36
3.4 Потеря теплоты от химической неполноты сгорания.....	40
3.5 Потеря теплоты от механической неполноты сгорания	42
3.6 Потеря теплоты от наружного охлаждения	44
3.7 Потеря с физической теплотой шлака	45
3.8 Эксергетический баланс котла	46
4 Сжигание топлив в котельных агрегатах	50
4.1 Способы сжигания органического топлива	50
4.2 Классификация топочных устройств по способу сжигания	52
4.2.1 Со слоевым сжиганием	52
4.2.2 С факельным (камерным) сжиганием.....	53
4.2.3 С вихревым сжиганием	54
4.3 Сжигание твердого топлива.....	54
4.4 Сжигание жидкого топлива	55
4.5 Сжигание газообразного топлива	60
5 Типы конструкций паровых и водогрейных котлов	69
5.1 Паровые котлы	69
5.1.1 Газотрубные котлы	69
5.1.2 Водотрубные котлы	70
5.2 Водогрейные котлы	74
5.3 Котлы-утилизаторы	77
5.4 Промышленные электрические котлы	79
6 Устройство котлоагрегата.....	81
6.1 Барабаны паровых котлов.....	81

6.1.1 Внутрибарабанные сепарационные устройства	82
6.2 Конструкция топочных экранов.....	86
6.3 Пароперегреватели	88
6.4 Экономайзеры	91
6.5 Воздухоподогреватели	95
6.6 Схемы подачи воздуха и удаления продуктов горения топлива	99
6.7 Каркас и обмуровка котла.....	101
6.8 Гарнитура котла	104
7 Автоматизация котельных	106
7.1 Аварийный останов котла.....	106
7.2 Сигнализация.....	108
7.3 Автоматическое регулирование процессов горения.....	109
7.4 Контроль параметров	110
8 Эксплуатация котельных	116
8.1 Поддержание номинальной температуры пара при пониженных нагрузках.....	116
8.2 Выбор температуры горячего воздуха.....	124
9 Тепловые схемы котельных.....	126
9.1 Принципиальная тепловая схема котельной с паровыми котлами..	126
9.2 Принципиальная тепловая схема котельной с водогрейными котлами для закрытых систем теплоснабжения	128
9.3 ПТС котельной для открытых систем теплоснабжения с водогрейными котлами	130
9.4 ПТС котельной с паровыми и водогрейными котлами	133
9.5 Котельная с комбинированными пароводогрейными агрегатами...	135
10 Энергосбережение в котельных установках	136
Список рекомендуемой литературы	137

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОТЕЛЬНЫХ

1.1 Основные определения

Котельная установка – совокупность котла и вспомогательного оборудования, включающего тягодутьевые машины, сборные газоходы, дымовую трубу, воздухопроводы, насосы, теплообменные аппараты, автоматику, водоподготовительное оборудование.

Котел – устройство, в котором для получения пара или нагрева воды с давлением выше атмосферного, потребляемых вне этого устройства, используется теплота, выделяющаяся при сгорании органического топлива, а также теплота отходящих газов. Котел состоит из топки, поверхностей нагрева, каркаса, обмуровки. В котел могут также входить пароперегреватель, поверхностный экономайзер и воздухоподогреватель.

Паровой котел – устройство, имеющее топку, обогреваемое продуктами сжигаемого в ней топлива и предназначенное для получения пара с давлением выше атмосферного, используемого вне самого устройства.

Водогрейный котел – устройство, имеющее топку, обогреваемое продуктами сжигаемого в ней топлива и предназначенное для нагрева воды, находящейся под давлением выше атмосферного, и используемой вне самого устройства.

Котел-бойлер – паровой котел, в барабане которого размещено устройство для нагревания воды, используемой вне самого котла, а также паровой котел, в естественную циркуляцию которого включен отдельно стоящий бойлер.

Рабочее давление воды – максимально допустимое давление воды на выходе из котла при нормальном протекании рабочего процесса или максимальное внутреннее избыточное (манометрическое) наружное давление, возникающее при нормальном протекании технологического процесса.

Рабочее давление пара – максимальное давление при нормальном протекании рабочего процесса непосредственно за пароперегревателем или при его отсутствии на выходе из котла.

Расчетное давление – давление, на которое производится расчет на прочность.

Пробное давление – давление, при котором производятся испытания котла.

Разрешенное давление – максимально допустимое избыточное давление, установленное по результатам технологического освидетельствования или диагностирования.

Статическое давление – давление, действующее на стенки трубопровода перпендикулярно к направлению движения.

Топка (топочная камера) – устройство, предназначенное для преобразования химической энергии топлива в физическую теплоту высокотемпературных газов с последующей передачей теплоты этих газов поверхностям нагрева (рабочему телу).

Поверхность нагрева – элемент котла для передачи теплоты от факела и продуктов сгорания теплоносителю (вода, пар, воздух).

Радиационная поверхность – поверхность нагрева котла, получающая теплоту в основном излучением.

Конвективная поверхность – поверхность нагрева котла, получающая теплоту в основном конвекцией.

Экраны – поверхности нагрева котла, расположенные на стенках топки и газоходов и ограждающие эти стенки от воздействия высоких температур.

Фестон – испарительная поверхность нагрева, располагаемая в выходном окне топки и образованная, как правило, трубами заднего экрана, разведенными на значительные расстояния путем образования многорядных пучков. Назначение фестона заключается в организации свободного выхода из топки топочных газов в поворотный горизонтальный газоход.

Барабан – устройство, в котором осуществляется сбор и раздача рабочей среды, обеспечение запаса воды в котле, разделение пароводяной смеси на пар и воду. Для этой цели используются размещенные в нем паросепарационные устройства.

Котельный пучок – конвективная поверхность нагрева котла, представляющая собой группу труб, соединенных общими коллекторами или барабанами.

Пароперегреватель – устройство для повышения температуры пара выше температуры насыщения, соответствующей давлению в котле.

Автономный пароперегреватель – это пароперегреватель, встроенный в котел, газоход или отдельно стоящий, в который пар для перегрева поступает от внешнего источника.

Экономайзер – устройство для предварительного нагрева воды продуктами сгорания до подачи ее в барабан котла.

Автономный экономайзер – экономайзер, встроенный в котел или газоход, подогретая вода которого полностью или частично используется в паровом котле.

Воздухонагреватель – устройство для подогрева воздуха продуктами сгорания до подачи его в горелки.

Теплоноситель (рабочее тело) – газообразное или жидкое вещество, применяемое в машинах для преобразования энергии, в случае теплообмена для получения теплоты или холода. В котельных теплоносителями являются вода и водяной пар, основными характеристиками которых являются температура, давление, удельный объем и плотность.

1.2 Классификация котельных

Котельные установки в зависимости от характера потребителей разделяются на

- энергетические;
- отопительные;
- производственные;
- производственно-отопительные.

Энергетические котельные установки вырабатывают пар для паровых турбин на тепловых электростанциях. Такие котельные оборудуют, как правило, котлоагрегатами большой и средней мощности, которые вырабатывают пар повышенных параметров.

Производственно-отопительные котельные установки (обычно паровые) вырабатывают пар не только для производственных нужд, но и для целей отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Отопительные котельные установки (в основном водогрейные, но они могут быть и паровыми) предназначены для обслуживания систем отопления производственных и жилых помещений.

По виду вырабатываемого теплоносителя они делятся на

- паровые (для выработки пара);
- водогрейные (для выработки горячей воды).

Основными показателями водогрейного котла являются *тепловая мощность*, т. е. теплопроизводительность, и температура воды; основными показателями парового котла – паропроизводительность, давление и температура.

Водогрейные котлы, назначением которых является получение горячей воды заданных параметров, применяют для теплоснабжения систем отопления и вентиляции, бытовых и технологических потребителей. Водогрейные котлы, работающие обычно по прямоточному принципу с постоянным расходом воды, устанавливают не только на ТЭЦ, но и в районных отопительных, а также отопительно-производственных котельных в качестве основного источника теплоснабжения.

В зависимости от масштаба теплоснабжения отопительные котельные разделяются на:

- местные (индивидуальные);
- групповые;
- районные.

Местные котельные обычно оборудуют водогрейными котлами с нагревом воды до температуры не более 115°C или паровыми котлами с рабочим давлением до 70 кПа. Такие котельные предназначены для снабжения теплом одного или нескольких зданий.

Групповые котельные установки обеспечивают теплом группы

зданий, жилые кварталы или небольшие микрорайоны. Такие котельные оборудуют как паровыми, так и водогрейными котлами, как правило, большей теплопроизводительности, чем котлы для местных котельных. Эти котельные обычно размещают в специально сооруженных отдельных зданиях.

Районные отопительные котельные служат для теплоснабжения крупных жилых массивов: их оборудуют сравнительно мощными водогрейными или паровыми котлами.

В зависимости от расположения выделяются:

- крышные;
- встроенные в здание;
- блочно-модульные;
- рамные.

В зависимости **от вида топливного ресурса** котлы делятся на:

- твердотопливные используют дрова, уголь и другие виды твердого топлива;
- жидкотопливные – масло, бензин, мазут и другие;
- газовые;
- смешанные или комбинированные.

Предполагается использование различных видов и типов топлива.

Вместе с тем по способу организации движения воды и пароводяной смеси все котлы могут быть разделены на следующие две группы:

- котлы с естественной циркуляцией;
- котлы с принудительным движением теплоносителя (воды, пароводяной смеси).

В современных отопительных и отопительно-производственных котельных для производства пара используются в основном котлы с естественной циркуляцией, а для производства горячей воды – котлы с принудительным движением теплоносителя, работающие по прямоточному принципу.

Современные паровые котлы с естественной циркуляцией выполняются из вертикальных труб, расположенных между двумя коллекторами (барабанами). Одна часть труб, называемых обогреваемыми «подъемными трубами», обогревается факелом и продуктами сгорания топлива, а другая, обычно не обогреваемая часть труб, находится вне котельного агрегата и носит название «опускные трубы». В обогреваемых подъемных трубах вода нагревается до кипения, частично испаряется и в виде пароводяной смеси поступает в барабан котла, где происходит ее разделение на пар и воду. По опускным не обогреваемым трубам вода из верхнего барабана поступает в нижний коллектор (барабан).

Движение теплоносителя в котлах *с естественной циркуляцией* осуществляется за счет движущего напора, создаваемого разностью весов столба воды в опускных и столба пароводяной смеси в подъемных трубах.

Котлы с принудительной циркуляцией подразделяются *на прямоточные и с многократной принудительной циркуляцией*.

В паровых котлах с многократной принудительной циркуляцией поверхности нагрева выполняются в виде змеевиков, образующих циркуляционные контуры. Движение воды и пароводяной смеси в таких контурах осуществляется с помощью циркуляционного насоса.

В качестве подпитывающего насоса как правило применяется трехплунжерный насос высокого давления серий Р21/23-130D либо Р30/43-130D.

В прямоточных паровых котлах кратность циркуляции составляет единицу, т. е. питательная вода, нагреваясь, последовательно превращается в пароводяную смесь, насыщенный и перегретый пар. В водогрейных котлах вода при движении по контуру циркуляции нагревается за один оборот от начальной до конечной температуры.

По относительному движению теплообменивающихся сред (дымовых газов, воды и пара) паровые котлы (парогенераторы) могут быть подразделены на две группы:

- водотрубные котлы;
- жаротрубные котлы.

В водотрубных парогенераторах внутри труб движется вода и пароводяная смесь, а дымовые газы омывают трубы снаружи. В России в XX веке преимущественно использовались водотрубные котлы Шухова. В жаротрубных, наоборот, внутри труб движутся дымовые газы, а вода омывает трубы снаружи.

Котлы сверх критического давления (СКД) – давление пара свыше 22,4 МПа.

Блок модульные котельные мощностью от 200 кВт до 10000 кВт (модельный ряд).

Есть индивидуально спроектированные котельные разных типов:

- крышные котельные;
- отдельно стоящие котельные;
- блочные и модульные котельные;
- встроенные котельные;
- пристроенные котельные;
- транспортабельные и мобильные котельные.

По давлению пара котлы бывают:

- низкого давления до 1 МПа (до 10 кг с/см²);
- среднего давления от 1 до 10 МПа (10–100 кг с/см²);
- высокого давления от 10 до 22,5 МПа (100–225 кг с/см²);
- сверхвысокого от 18 до 20 МПа (180–200 кг с/см²);
- сверхкритического – 22,5 МПа и выше.

По количеству вырабатываемого пара (производительности):

- малой мощности (до 25 т/ч);

- средней мощности (25–120 т/ч);
- высокой мощности (120–220 т/ч).

Классификация водогрейных котлов в зависимости от мощности:

- котлы малой мощности (теплопроизводительность от 4 кВт до 65 кВт);
- котлы средней мощности (теплопроизводительность от 70 кВт до 1750 кВт);
- котлы большой мощности (теплопроизводительность от 1800 кВт и выше).

По температурному уровню теплоносителя в водогрейных котлах:

- низкотемпературные котлы (температура теплоносителя до 115 °С);
- котлы на перегретой воде (температура до 150 °С, а в отдельных случаях и выше).

По материалу тепловоспринимающих поверхностей водогрейные котлы разделяют на:

- чугунные;
- стальные.

1.3 Основное и вспомогательное оборудование котельной

Состав котельной установки – котельная установка состоит из одного или нескольких котельных агрегатов и вспомогательных устройств, обеспечивающих непрерывную и надежную работу.

К основным элементам котельной установки относятся устройства, без которых функционирование невозможно:

- котел;
- топочное устройство служит для сжигания топлива и превращение его химической энергии в теплоту нагретых газов;
- питательные устройства (насосы, инжекторы) предназначены для подачи воды в котел;
- газоходы, по которым перемещаются дымовые газы и, соприкасаясь со стенками котла, отдают последним свою теплоту;
- дымовые трубы, с помощью которых дымовые газы перемещаются по газоходам, а затем после охлаждения удаляются в атмосферу.

К вспомогательным устройствам относят:

- дутьевые вентиляторы и дымосос для подачи воздуха в котельный агрегат и удаления из него в атмосферу продуктов сгорания;
- топливоприготовительные и топливоподающие устройства для непрерывного приготовления и подачи топлива в котельный агрегат;
- золоулавливающее и золошлакоудаляющее оборудование для

очистки дымовых газов от золовых частиц с целью охраны окружающей среды от загрязнения и для организованного отвода шлака и уловленной золы;

- водоподготовительные установки для обеспечения обработки исходной (сырой) воды до заданного качества;
- контрольно-измерительную аппаратуру для контроля и автоматического регулирования режима работы котельного агрегата;
- соединительные трубопроводы.

Наиболее распространенными среди питательных устройств котельной являются электроприводные поршневые или центробежные, а также паровые поршневые или паротурбинные насосы, предназначенные для подачи в паровые котельные агрегаты питательной воды и поддержания нормального уровня и давления.

В каждой котельной устанавливают не менее двух групп питательных насосов с независимым приводом: основные и резервные. В качестве основных применяют, как правило, центробежные насосы с электроприводом с суммарной подачей не менее 110 % номинальной паропроизводительности котельной. Резервные – насосы с паровым приводом. Их подача должна быть не менее 50 % номинальной паропроизводительности.

Дутьевой вентилятор – центробежное устройство, установленное в начале воздушного тракта, подающее воздух в топку и создающее напор, необходимый для преодоления сопротивлений воздухоподогревателя, воздухопроводов, горелок или колосниковой решетки.

Дымосос – центробежное устройство, установленное на газовом тракте за котельным агрегатом, создающее на всасывающей стороне разрежение, способствующее продвижению продуктов сгорания по газоходам, а на нагнетательной стороне напор, необходимый для преодоления сопротивлений золоуловителя, дымохода и дымовой трубы.

Естественная тяга – движущая сила, обусловленная разностью статических давлений между поступающим в топку воздухом и покидающими котельную установку продуктами сгорания, создаваемая дымовой трубой.

Эта сила расходуется на преодоление аэродинамических сопротивлений газового тракта котельной установки.

Искусственная тяга – движущая сила, создаваемая совместным действием дымососа и вентилятора.

В восходящем потоке газа загрузка из твёрдых частиц может находиться в трёх состояниях:

- в покое, когда скорость газа мала и он не может поднять частицы – характерен для слоевых топок;
- в режиме пневмотранспорта, когда частицы переносятся с быстрым потоком газа – в камерных топках;

– в псевдосжиженном состоянии при промежуточной скорости газа, когда он при прохождении через слой «раздвигает» частицы и увеличивает его толщину, понижая плотность, но не способен унести частицу за пределы слоя. Этот последний режим и создаётся в топках кипящего слоя.

Топливоприготовление – совокупность устройств по подготовке топлива для сжигания.

Процесс подготовки твердого топлива для сжигания в камерной топке состоит из следующих стадий:

- удаление металла и щепы с предварительным грубым дроблением в дробильной установке;
- подсушка и размол до состояния пыли с размером частичек от 1 мкм до 300 – 500 мкм в системе пылеприготовления;
- подача готовой пыли в топочные устройства.

Камерная топка (рис. 1) выполнена обычно в виде прямоугольной призматической камеры, состоящей из вертикальных стен, потолочного перекрытия и холодной воронки или пода, выложенных из огнеупорных материалов.

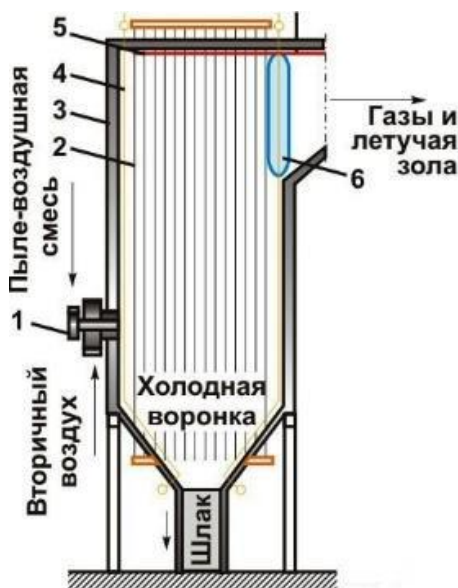


Рисунок 1 – Схема камерной (факельной) топки:

- 1 – горелка; 2 – топочная камера; 3 – обмуровка; 4 – топочный экран;
5 – потолочный радиационный пароперегреватель; 6 – фестон

На внутренних поверхностях размещают топочные экраны (изготавливаемые из труб диаметром 32–76 мм, в которых циркулирует котловая вода), а также потолочный или настенный радиационный пароперегреватель (в паровых котлах). Топливо вводится в топку вместе с воздухом, необходимым для горения, через горелочные устройства, которые размещают на стенах топки, а также по её углам. Топливо сгорает в

струе воздуха (в факеле). В таких топках сжигают твёрдое пылевидное топливо, а также газообразное и жидкое топливо. При сжигании пылевидного топлива часть золы уносится дымовыми газами из топки в газоходы котла; остальная часть золы выпадает из факела в виде капель шлака и удаляется из топки либо в твёрдом гранулированном виде, либо в жидком расплавленном виде, стекая с пода топки через летку в шлакоприёмное устройство, заполненное водой.

Мазутное хозяйство котельной состоит из:

- приемно-сливного устройства;
- мазутонасосной станции, где производится грубая и тонкая очистка топлива от механических примесей;
- мазутохранилища;
- теплообменников для разогрева мазута до температуры $(80–120)^\circ\text{C}$ перед подачей к горелочным устройствам.

Газовое хозяйство котельной несложно, относительно невысокой стоимости, надежно в эксплуатации. Газ высокого давления от 0,3 до 0,6 МПа подают к районным газораспределительным станциям (ГРС), где давление его понижают (редуцируют) до 0,005–0,3 МПа. Затем газ среднего давления распределяют по районным или промышленным газораспределительным пунктам (ГРП). Здесь происходит дальнейшее дросселирование газа до давления до 0,003–0,005 МПа, которое автоматически поддерживают постоянным независимо от его расхода.

Золошлакоудаление – совокупность устройств по улавливанию летучей золы и шлака, находящихся в продуктах сгорания, с целью охраны окружающей среды от загрязнения.

Основными способами золошлакоудаления являются: ручное, механизированное, пневматическое и гидравлическое.

Ручное золошлакоудаление применяют в небольших отопительно-производственных котельных. При этом используют узкоколейные вагонетки с опрокидывающимся кузовом.

При механизированном золошлакоудалении применяют скреперные установки, скиповые подъёмники, скребковые транспортеры, шлаковывгрузатели.

При пневмошлакоудалении шлак и золу удаляют по двум схемам: нагнетательной и всасывающей. В первой схеме шлак и золу транспортируют воздухом, который подают высоконапорным вентилятором, а во второй схеме используют различные вакуумные механизмы.

При гидрошлакоудалении применяют или низконапорные багерные насосы, перекачивающие гидромассу, или высоконапорные гидроаппараты, смывающие золу и шлак в специальные резервуары.

При выбросе из дымовых труб частицы золы рассеиваются в атмосфере и выпадают с течением времени на поверхность земли. Максимальная концентрация твердых частиц наблюдается на расстоянии $(8 \dots 18) H$ от источника выброса (H – высота дымовой трубы).

1.4 Состав котельного агрегата

Котельный агрегат в общем случае состоит из:

- топки;
- поверхностей нагрева: топочных экранов, фестона, кипяточных пучков, пароперегревателя, водяного экономайзера и воздухоподогревателя;
- арматуры;
- гарнитуры;
- каркаса;
- обмуровки.

Поверхности нагрева – трубчатые поверхности, которые с одной стороны получают теплоту от раскаленного слоя топлива или факела, заполняющего топку, или от движущихся продуктов сгорания с высокой температурой, а с другой стороны отдают теплоту или движущемуся пару, или воде, или воздуху.

Поверхности нагрева подразделяют по преобладающему способу тепловосприятия на радиационные и конвективные, а по происходящим процессам преобразования рабочего тела различают нагревательные (экономайзерные), испарительные (парообразующие или кипяточные) и пароперегревательные поверхности.

Топочные экраны (экраны трубы) – радиационные поверхности, расположенные в одной плоскости возле внутренней поверхности стен топочной камеры и способствующие уменьшению теплового потока от продуктов сгорания к обмуровке (рис. 2).

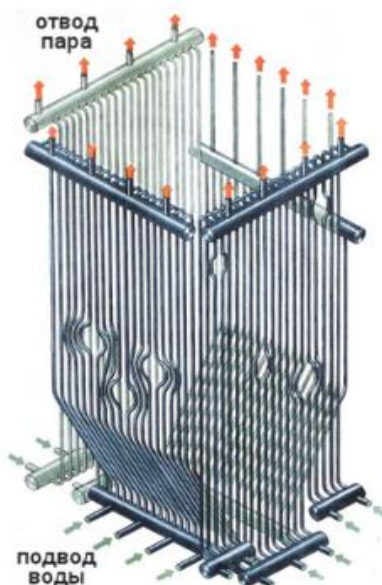


Рисунок 2 – Пример экранов парового котла барабанного типа

Они являются наиболее интенсивно работающими парообразующими поверхностями нагрева, поскольку воспринимают теплоту излучения от горящего слоя или факела топлива, которая в условиях топки является наиболее эффективным способом теплопереноса.

Фестон – полурadiaционная поверхность нагрева, располагаемая в выходном окне топки и образованная, как правило, трубами заднего экрана, разведенными в несколько рядов.

Кипятильный (котельный) пучок – система параллельно включенных труб конвективной парообразующей поверхности котельного агрегата, соединенных общими коллекторами или барабанами.

Коллектор – горизонтально расположенная, как правило, труба, к которой приварен ряд или ряды труб топчного экрана, фестона или пароперегревателя и имеющая больший диаметр, чем трубы перечисленных поверхностей нагрева, предназначенная для разделения потока рабочего тела (воды или пара) наряд параллельных потоков или их объединения.

Барабан – горизонтально расположенный толстостенный полый стальной цилиндр большого диаметра, имеющий ряды отверстий цилиндрической формы, в которые вварены или завальцованы трубы кипяточного пучка.

Нижний барабан котельного агрегата полностью заполнен водой с температурой насыщения и кроме объединения труб кипяточного пучка выполняет роль шлакоотстойника.

Верхний барабан кроме объединения труб кипяточного пучка выполняет роль сепаратора (разделителя) потоков пароводяной смеси, поступающей по трубам на влажный насыщенный пар и кипящую воду. Из верхней его части отводят пар в пароперегреватель или к потребителю, а из нижней части вода поступает в опускные трубы контуров циркуляции.

Пароперегреватель – устройство, состоящее из двух или более коллекторов, соединённых стальными трубами-змеевиками, и предназначенное для подсушки влажного насыщенного пара и последующего перегрева сухого насыщенного пара до требуемой температуры.

По способу тепловосприятия пароперегреватели могут быть радиационными, полурadiaционными и конвективными.

В зависимости от взаимного направления движения продуктов сгорания и водяного пара их подразделяют на прямоточные, противоточные и пароперегреватели со смешанным током.

Водяной экономайзер – устройство, состоящее из двух или более коллекторов, соединенных стальными трубами-змеевиками или из чугунных оребренных труб, последовательно соединенных фасонными патрубками-калачами, предназначенное для предварительного подогрева питательной воды, поступающей в верхний барабан парового котельного агрегата или нагрева воды, циркулирующей в системах отопления,

вентиляции и горячего водоснабжения.

Вода подогревается продуктами сгорания, отходящими из котла, благодаря чему уменьшаются потери теплоты с уходящими дымовыми газами, повышается КПД, и, следовательно, уменьшается расход топлива.

Воздухоподогреватель рекуперативный – устройство, состоящее из стального корпуса, тонкостенных труб, двух стальных досок (трубных решеток), к которым приварены концы труб, и двух патрубков: один для подачи холодного воздуха, другой для выхода горячего воздуха, и предназначенное для подогрева воздуха, подаваемого в топку, за счет теплоты уходящих дымовых газов.

Воздухоподогреватели предназначены для подогрева воздуха поступающего на процесс горения, что уменьшает потери тепла и соответственно увеличивает КПД.

Арматура – устройства, устанавливаемые на трубопроводах или сосудах для управления потоками воды или пара путем изменения проходных сечений с помощью перемещения (поворота) рабочего органа (затвора).

К арматуре относят: вентили, задвижки, обратные и предохранительные клапаны и т. п., которые по способу соединения с трубопроводами подразделяют на фланцевые, муфтовые и сварные. По назначению различают арматуру:

- запорную, предназначенную для перекрытия потока;
- регулирующую, для изменения расхода среды;
- распределительно-смесительную, для распределения среды по определенным направлениям или для смешивания потоков;
- предохранительную, для защиты оборудования при отклонении параметров среды за допустимые пределы;
- обратную, автоматически предотвращающую обратное движение среды;
- фазораспределительную, обеспечивающую автоматическое разделение рабочей среды по фазовому состоянию (конденсатоотводчики).

Гарнитура – устройства, установленные на стенах топки и газоходов, которые обеспечивают возможность наблюдения за топкой и поверхностями нагрева во время работы котельного агрегата, облегчают проникновение во внутрь его и проведение ремонта. Это лазы, лючки, гляделки, взрывные клапаны и др.

Лазы устанавливают в топке и газоходах для обеспечения проникновения людей и подачи материала и инструмента при внутренних осмотрах и при ремонте. Их изготавливают, как правило, круглого сечения с внутренним проходом (450–500) мм.

Лючки предназначены для ввода в газоходы измерительной и диагностической аппаратуры, инструмента и приспособлений, используемых при ремонте и эксплуатации котельного агрегата.

Гляделки используют для проведения измерений во время испытания котельного агрегата и для визуального наблюдения за протеканием процесса горения и за состоянием внутренних поверхностей топки.

Взрывные клапаны устанавливают на боковых и потолочных стенах топки и газоходов с целью устранения или уменьшения разрушений обмуровки при хлопках и взрывах в топочной камере.

Каркас – пространственная рамная металлоконструкция, предназначенная для крепления поверхностей нагрева и трубопроводов, ограждений, изоляции, площадок обслуживания и других элементов котельного агрегата.

Обмуровка – многослойная конструкция из кирпичей и плит, изготовленных из термостойких низкотеплопроводных материалов, предназначенная для уменьшения потерь теплоты в окружающую среду, для защиты обслуживающего персонала от ожогов и обеспечения газовой плотности агрегата.

В качестве жаростойких (1300–1600 °С) применяют шамотные изделия. Диатомовые изделия применяют до температуры 900 °С, а при более низких температурах применяют перлитные, асбовермикулитные, асбодуритные материалы, асбест, красный кирпич и др.

При работе парового котла очень важно обеспечить надежное охлаждение поверхностей нагрева, в которых происходит парообразование. Для этого необходимо соответствующим образом организовать движение воды и пароводяной смеси в испарительных поверхностях нагрева. По характеру организации движения рабочего тела в испарительных поверхностях котельные агрегаты делятся на три типа: с естественной циркуляцией; с принудительной циркуляцией; прямоточные.

Технологическая схема парового котла показана на рис. 3. Топливо вместе с воздухом, подогретым в воздухоподогревателе 10, поступает в топочную камеру 2 через горелку 1. На стенах топочной камеры расположены экраны 3, состоящие из большого числа вертикальных труб, которые соединены в верхней части с барабаном котла 4, а в нижней части – с коллекторами 11.

Образующиеся в результате процесса горения дымовые газы направляются в газоходы котла, омывая при этом первоначально фестоны 6, расположенные на выходе из топки.

После топочной камеры продукты сгорания проходят через пароперегреватель 7, а затем по опускному газоходу 8 через экономайзер 9 и воздухоподогреватель 10.

Вода питательными насосами подается в экономайзер, затем она подается в верхний барабан котла. Из барабана вода по опускным трубам 5 поступает в коллекторы. Из коллекторов вода поступает в экранные трубы 3, образуемая в них пароводяная смесь поступает в барабан котла.

Опускные трубы и коллекторы прокладывают вне топочного про-

странства. Это создает возможность для осуществления естественной циркуляции воды и пароводяной смеси за счет разности масс столбов воды в опускных и экранных трубах.

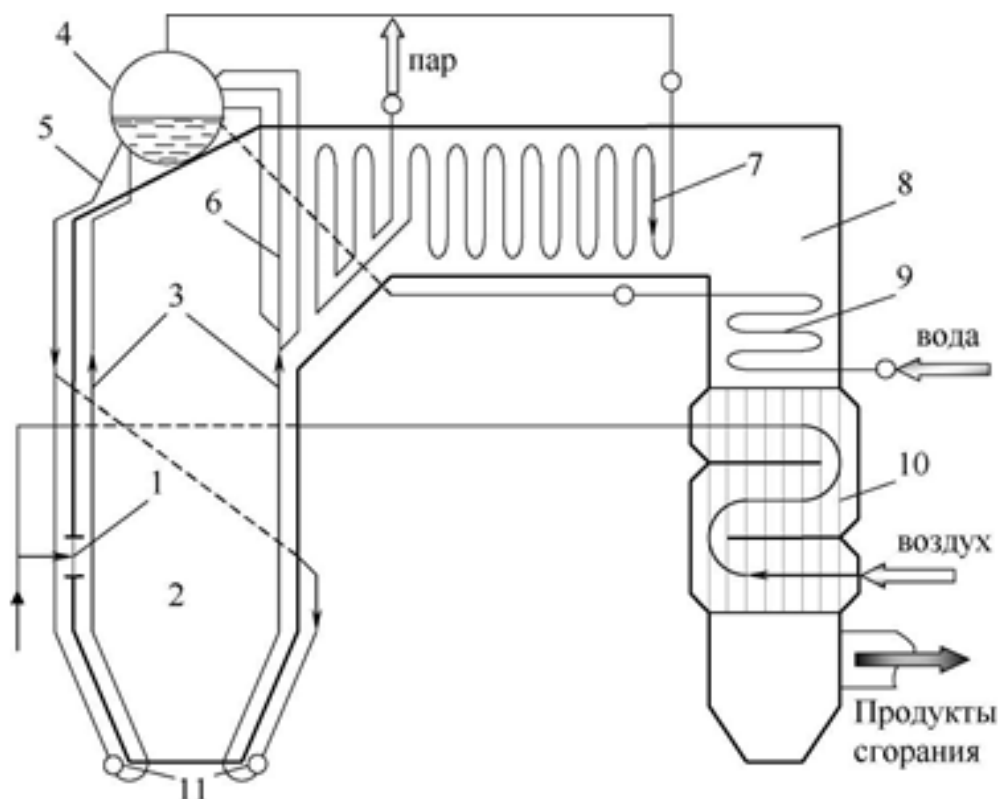


Рисунок 3 – Технологическая схема парового котла

Принудительную циркуляцию воды в паровом котле можно организовать за счет специального насоса, установленного на опускных трубах.

Принудительная циркуляция воды позволяет увеличить скорость движения и располагать парообразующие трубы в топке любым образом (наклонно, горизонтально), исходя из размещения котла в ограниченных по высоте помещениях и более удобно его конструировать.

2 ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ. МАТЕРИАЛЬНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

2.1 Общие понятия теории горения топлива

Топливом называют вещество, выделяющее при определенных условиях большое количество тепловой энергии, которую используют в различных отраслях народного хозяйства для получения водяного пара или горячей воды систем отопления, вентиляции, горячего водоснабже-

ния и производства электроэнергии. Топливо бывает горючее и расщепляющееся. Горючее – топливо, которое выделяет теплоту при взаимодействии с окислителем (воздухом), а расщепляющееся (ядерное) – выделяет теплоту в процессе торможения продуктов деления тяжелых ядер химических элементов при взаимодействии их с нейтронами. Горючее топливо делится на органическое и неорганическое.

В теплогенерирующих котельных установках (ТГУ) применяют органическое топливо, которое по агрегатному состоянию делят на твердое, жидкое и газообразное, а по способу получения – на естественное и искусственное. Естественные: уголь, торф, сланцы, древесина, природный газ, попутный газ нефтяных месторождений. Искусственные (синтетические, композиционные): топливные брикеты, торфяной кокс, дизельное и соляровое топливо, мазут (топочный, бытовой), топливные эмульсии и суспензии, доменный, коксовый, сланцевый газ.

Горением называется быстрый процесс экзотермического окисления горючего вещества, сопровождающегося выделением значительного количества тепловой энергии. Особенности процесса горения, отличающие его от родственных процессов окисления: высокая температура; быстротечность по времени; неизотермичность; изменение концентрации компонентов, структуры и формы поверхности реагирования во времени.

По своей природе горение – процесс, протекающий при непрерывном подводе горючего и окислителя в зону горения и отводе газообразных продуктов сгорания. В основе процесса горения лежат экзотермические и эндотермические реакции, которые описываются стехиометрическими уравнениями и принципиальной особенностью которых является их обратимость (принцип Ле Шателье). Основы теории цепных реакций разработаны Н. Н. Семеновым. Для протекания реакции необходимо перемешивание компонентов на молекулярном уровне, иными словами, необходим процесс массопереноса реагирующих компонентов в зону реакции и продуктов реакции из нее.

Процесс массопереноса осуществляется в турбулентном потоке за счет турбулентной диффузии, а в ламинарном потоке, неподвижной среде и в пограничном слое – за счет молекулярной диффузии, которые при постоянной температуре и давлении описываются законом Фика. Если реакция горения протекает мгновенно, то это явление называется *взрывом*.

В зависимости от фазового состояния реагирующих веществ химические реакции горения делят на:

- 1) *гомогенные* – протекающие в объеме между компонентами, находящимися в одной фазе (газ и воздух);
- 2) *гетерогенные* – протекающие на поверхности раздела фаз (уголь или капля мазута и воздух).

2.2 Состав твердого и жидкого топлива

В состав твердого и жидкого топлива входят горючие элементы: углерод С, водород Н, сера S, а также негорючие элементы (внутренний и внешний балласт) – кислород О, азот N, влага W и зола А.

Топливо, которое используется для сжигания, называется рабочим, и перечисленные элементы дают с индексом «Р», т. е. на рабочую массу топлива. Расчеты ведут на 1 кг топлива. Если из топлива удалить влагу, то останется сухая масса. Если у сухой массы удалить золу, то получим горючую массу топлива.

Если выделить из горючей массы топлива летучую и колчеданную серу, то оставшаяся часть органической серы определит органическую массу. Если пробу топлива долго хранить в сухом помещении, то оставшаяся внешняя и гигроскопическая влага дает аналитическую массу топлива.

Углерод С – главная составляющая топлив. При окислении с кислородом образуется углекислый газ CO_2 и 33 МДж теплоты. При недостатке воздуха или плохой тяге образуется окись углерода СО, или *угарный газ*, который без цвета, запаха и вкуса, токсичен, легче воздуха ($\rho = 1,25 \text{ кг/м}^3$), горюч, взрывоопасен. Угарный газ скапливается в «мертвых» зонах газоходов и при взаимодействии с воздухом может произойти взрыв, поэтому в обмуровке не должно быть трещин и неплотностей. На человека действует отравляюще, так как соединяется с гемоглобином крови в 200 раз быстрее, чем кислород воздуха и тем самым блокирует гемоглобин, поэтому в котельной должен быть трехкратный воздухообмен (вентиляция). При содержании в воздухе СО в количестве 0,1 % – через час происходит легкое отравление, 0,5 % – через 0,5 часа тяжелое отравление, а при 1 % – через 0,5 часа смертельный исход. Окись углерода может догореть (при $t = 650^\circ\text{C}$), если подвести добавочный воздух.

Водород Н – его содержание небольшое, но дает теплоты в четыре раза больше, чем углерод, т. е. 120 МДж.

Сера S встречается в трех видах: органическая и колчеданная, или летучая горючая сера, а также сульфатная негорючая сера. Летучая сера дает 10 МДж теплоты. Сернистые соединения в сочетании с водяными парами вызывают коррозию стальных труб и повышают точку росы уходящих газов. Сернистый газ SO_2 вредно действует на окружающую среду.

Кислород О находится в соединении с горючими элементами топлива, поэтому не способствует выделению химической энергии топлива.

Азот N содержится в топливе в малых количествах, в горении не участвует и переходит в свободном состоянии в продукты сгорания.

Влага W разделяется на внешнюю, попавшую в пласт при добыче,

транспортировке, хранении из атмосферного воздуха, и внутреннюю, входящую в состав кристаллогидратов минеральных примесей топлива. Влага отрицательно влияет на качество топлива и работу теплогенератора, так как на ее испарение в топке используется полезная теплота, увеличивается температура точки росы, увеличивается количество дымовых газов, что приводит к перерасходу электроэнергии для их удаления и т. д.

Зола А, или зольность, понятие условное, так как зола в топливе не содержится, а получается при сжигании. Легкоплавкая зола вызывает зашлаковывание котлов и колосниковых решеток, что препятствует доступу воздуха к топливу. Летучая зола – пылевидные фракции, выносимые продуктами сгорания из топки и осаждающиеся в газоходах на трубках котла, экономайзера, воздухоподогревателя, что снижает теплотrans передачу от топочных газов к воде, уменьшает КПД и увеличивает расход топлива. Для очистки от золы используют обдувку в паровых и дробеочистку в водогрейных и паровых котлах.

Если твердое топливо нагревать без доступа воздуха до 850 °С (сухая перегонка), то из топлива выделяются летучие вещества (углеводороды, сера, водород, кислород, азот, влага) и остается твердый остаток (углерод и зола) – *кокс*. Количество летучих веществ определяют в процентах к рабочей или горючей массе топлива и называют *выходом летучих*. Чем больше выход летучих, тем легче воспламеняется топливо и выше его реакционная способность при горении, но необходимо иметь более высокие топки.

2.3 Свойства жидкого топлива

Жидкое топливо получается из нефти методом термической разгонки либо термического крекинга.

В зависимости от температуры получают фракции: бензин (200...225 °С), керосин (140...300 °С), дизельные топлива (190...350 °С), мазутные (более 350 °С). Мазуты для котельных делятся на:

- флотские Ф-5 и Ф-12 – для использования в судовых котлах, газотурбинных установках и двигателях;
- топочные мазуты М-40, М-100 и другие, которые в зависимости от содержания серы делятся на малосернистые ($S < 0,5 \%$), сернистые ($S = 0,5...2 \%$), высокосернистые ($S > 2 \%$);
- топочные печные бытовые (ТПБ).

Физические свойства жидких топлив приведены в табл. 2.8 [5], основные из них:

- теплота сгорания 39...42 МДж/кг;

- относительная плотность – отношение плотности нефтепродукта при 20 °С к плотности дистиллированной воды при 4 °С (0,9...1,02);
- вязкость условная (ВУ) – отношение времени истечения 200 см³ нефтепродукта при определенной (50, 80, 100 °С) температуре ко времени этого же объема дистиллированной воды при 20 °С; для обеспечения перекачки и сжигания топочного мазута (кроме ТПБ) в котлах его подогревают до 70...115 °С, для того чтобы ВУ = 3...6°;
- температура вспышки (80...110 °С) – когда нагретое топливо выделяет пары, которые в смеси с воздухом могут вспыхнуть при подносе к ним пламени;
- температура застывания (от –10 до + 42 °С) – при которой оно загустевает настолько, что при наклоне пробирки с топливом на 45 ° к горизонту его уровень остается неподвижным в течение 1 мин.

2.4 Состав и свойства газообразного топлива

В газообразном топливе газовых месторождений преобладают метан CH₄ (80...98 %), тяжелые углеводороды (этан, пропан, бутан и т. д.), водород, сероводород, в небольших количествах кислород, азот, углекислый газ и водяные пары. Состав газообразного топлива дается в процентах по объему, а расчеты ведут исходя из единиц объема сухого газа, взятого при нормальных условиях.

При окислении 1 м³ метана образуются углекислый газ, водяные пары и 36 МДж теплоты; этана – 63,8 МДж, пропана – 91,4 МДж, бутана – 120 МДж и т.д.

Природный газ не имеет цвета, запаха, вкуса, легче воздуха (плотность 0,75 кг/м³). Теплота сгорания 33...40 МДж/м³. Природный газ на человека действует удушающе, а смертельная доза – 25 % от объема помещения. *Температура воспламенения* в воздухе – это температура, которую должен иметь газ или газовое топливо, чтобы начался самопроизвольный процесс горения за счет выделения теплоты горящими частицами газа без подвода теплоты извне. Для метана температура воспламенения в воздухе 654...790 °С. При концентрации природного газа более 17 % – он огнеопасен.

Объемное содержание горючего газа в газозудушной смеси, ниже (или выше) которого пламя не может самопроизвольно распространяться в этой смеси при наличии или внесении в нее источника высокой температуры, называется нижним (верхним) пределом воспламенения, или нижним (верхним) пределом взрываемости данного газа. Пределы взрываемости газов в зависимости от объема воздуха помещения приведены в табл. 1.2 [4].

Для того чтобы своевременно обнаружить утечки, горючие газы подвергают *одоризации*, т. е. придают им резкий специфический запах. Газы одорируют после их очистки и осушки перед поступлением в магистральный газопровод в одоризационных установках при помощи одоранта – этилмеркаптана, в количестве 16 г на 1000 м³ природного газа. Одоризация считается эффективной, если наличие газа в воздухе может быть обнаружено при концентрации его, равной 1/5 от нижнего предела взрываемости.

Это значит, что одоризация газа, имеющего нижний предел взрываемости 5 %, будет достаточной, если запах его хорошо ощутим в воздухе помещения при концентрации газа в нем 1 %. Основные требования к одоранту: должен мгновенно растворяться в газах и сгорать, не образуя вредных для человека соединений; не должен взаимодействовать с влагой и вызывать коррозию труб и оборудования.

Основные преимущества и недостатки газообразного топлива перед другими видами топлива:

- преимущества – легко транспортируется, не требует больших затрат физического труда (по сравнению с твердым и жидким топливом), поддается автоматизированному процессу сжигания, не нужны складские помещения для хранения, хорошие санитарные условия на рабочем месте;

- недостатки – взрывоопасен (4...16 % от объема помещения), пожароопасен (при 17 % и более), удушающе действует на человека, трудно обнаружить утечку.

Содержание вредных примесей регламентируется ГОСТ 5542–87:

- а) сероводород H₂S – не более 2 г на 100 м³ газа;

- б) смола и пыль – не более 0,1 % на 100 м³, так как они приводят к закупоркам и отложениям на стенках труб, а пыль ухудшает процесс горения и приводит к засорению приборов;

- в) нафталин – не более 10 г на 100 м³ летом и не более 5 г на 100 м³ газа зимой;

- г) аммиак NH₃ – не более 2 г на 100 м³, так как токсичен и коррозионно воздействует на медные сплавы;

- д) влага нежелательна, так как увеличивает коррозию труб и арматуры, снижает теплоту сгорания, поэтому газ до подачи осушают специальными поглотителями; относительная влажность газа должна быть не более 60 % при самой низкой температуре в газопроводе.

Сжиженный газ имеет плотность 2,6 кг/м³ (т.е. тяжелее воздуха в 1,5 раза), теплоту сгорания 110...120 МДж/м³, предел взрываемости 1,5...9,5 % от объема помещения (при наличии искры), температуру вспышки 750...850 °С. Зимняя смесь состоит из 75 % пропана и 25 % бутана, летняя – 25 % пропана и 75 % бутана. Одорант (этилмеркаптан) используется в количестве 40 г на 1000 м³ газа, для того чтобы ощутить запах при концентрации 0,5 % от объема помещения.

2.5 Теплота сгорания топлива

Количество теплоты, выделяемое при полном сгорании единицы топлива, называется его теплотворностью, или *теплотой сгорания* и измеряется в кДж/кг или кДж/м³. Теплота сгорания – основной параметр органического топлива, характеризующий его энергетическую ценность, и для расчетов определяется по [5, табл. 2.1, 2.8, 2.9].

Различают высшую и низшую теплоту сгорания. За высшую теплотворность Q^p_v принимают количество теплоты, выделенное 1 кг (или 1 м³) рабочего топлива, причем, считают, что водяные пары, образующиеся от сгорания водорода и испарения влаги топлива, конденсируются. Низшей теплотой сгорания топлива Q^p_n называют количество теплоты, выделенное 1 кг (или 1 м³) рабочего топлива, без учета конденсации водяных паров.

В реальных условиях водяные пары уходят в атмосферу, не сконденсировавшись, и поэтому для расчетов используют низшую теплоту сгорания топлива. Теплота Q^p_n меньше Q^p_v на теплоту парообразования водяных паров (2460 кДж/кг).

Удельная теплота сгорания твердого и жидкого топлива определяется сжиганием 1 г топлива в калориметрической бомбе, заполненной кислородом, которая помещается в сосуд (калориметр) с водой, а приращение температуры воды измеряется метастатическим термометром. Удельная теплота сгорания газообразного топлива определяется в калориметре путем сжигания исследуемого газа в воздушной среде. Расход газа измеряется счетчиком, а выделившаяся при этом теплота передается потоку проточной воды, расход которой определяется взвешиванием, а приращение температуры – термометрами.

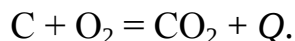
Учет запасов разных видов топлива ведут в пересчете на *условное топливо*, теплота сгорания которого принимается равным 29 308 кДж/кг (7000 ккал/кг). Для перевода натурального топлива B_n в условное – B_y , используют тепловой эквивалент $\Theta = Q^p_n / 29308$, и тогда $B_y = B_n \Theta$.

2.6 Расчет горения органического топлива

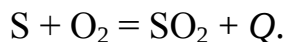
Расчет сводится к определению количества воздуха, необходимого для полного сгорания топлива, продуктов горения, а также температуры и энтальпии дымовых газов. Расчет твердого и жидкого топлива ведут по соотношениям масс веществ, участвующих в реакциях, а для газообразного топлива – по объемным соотношениям.

Для полного сжигания 1 кг углерода С требуется 1,866 м³ кислорода О₂, в результате чего образуется 1,866 м³ двуокиси углерода СО₂ и

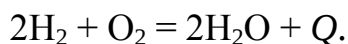
выделяется 34 МДж (34 000 кДж) теплоты:



Для полного сгорания 1 кг серы S требуется 0,7 м³ кислорода O₂, в результате образуется 0,7 м³ сернистого газа SO₂ и выделяется 10,5 МДж теплоты:



Для полного сгорания 1 кг водорода H₂ требуется 5,6 м³ кислорода O₂, образуется 11,2 м³ водяного пара H₂O и выделяется 121,5 МДж теплоты:



Для полного сгорания 1 м³ метана CH₄ требуется 9,52 м³ воздуха V_о, образуется 10,52 м³ дымовых газов, содержащих CO₂ и водяные пары H₂O, и выделяется 36,5 МДж теплоты:



При полном сгорании топлива дымовые газы содержат углекислый газ CO₂, сернистый газ SO₂, азот топлива и воздуха N₂, неиспользованный при горении кислород O₂ воздуха, водяной пар H₂O, полученный за счет окисления водорода топлива, испарения влаги, содержащейся в топливе и внесенной с влажным воздухом и при распылении жидкого топлива (в паромеханических форсунках).

Для полного горения топлива необходимы: достаточное количество воздуха; хорошее перемешивание воздуха с топливом; высокая температура в топке (не менее 700 °С на выходе); достаточное время пребывания топлива и окислителя в топке; постоянный отвод продуктов сгорания из топки.

При неполном сгорании топлива образуются вредные для человека и окружающей среды оксиды азота (NO, NO₂), серы (SO₂), углерода CO (угарный газ), а также сажа, которая осаждается на экранных и конвективных трубах, снижает теплопередачу от топочных газов к теплоносителю, что приводит к уменьшению КПД и перерасходу топлива. Кроме того, сажа может самовозгораться, что приводит к авариям.

Полнота сгорания топлива определяется двумя способами:

1) с помощью газоанализаторов – по показаниям состава уходящих топочных газов оценивается полнота сгорания и избыток воздуха;

2) визуально – по цвету пламени и дыма. При полном сгорании цвет пламени в разогретой топке голубовато-фиолетовый или прозрачно-соломенный, а цвет дыма – бесцветный, прозрачный, невидимый для глаза – летом и светло-серый или белый – зимой. При неполном сгорании цвет пламени оранжево-красный, с темными язычками, непрозрачный, а цвет дыма – серый ближе к темному, непрозрачный.

Энтальпия воздуха и продуктов сгорания зависит от объема, теп-

лостности и температуры компонентов горения и вычисляется по формулам, после чего строится график зависимости энтальпии от температуры топочных газов для каждого элемента котла (топки, газоходов, пароперегревателя, экономайзера и т. п.).

Различают теоретическую (калориметрическую) и действительную температуру горения топлива.

Максимальную температуру, развиваемую при сжигании топлива, называют *жаропроизводительностью* топлива. Теоретическая – это та температура, которую приобрели бы дымовые газы, если бы вся теплота от полного сгорания топлива воспринималась бы только дымовыми газами. Калориметрическую температуру горения определяют из уравнения теплового баланса. В реальных условиях горения топлива действительная температура топочных газов всегда ниже теоретической за счет теплообмена между топочными газами и радиационными поверхностями нагрева, а также различных потерь теплоты в топке (механический, химический недожог и др.).

2.7 Коэффициент избытка воздуха

Для обеспечения полного сгорания топлива в топочное устройство подводят воздуха больше, чем теоретически необходимо. Отношение действительно поступившего количества воздуха V_d к теоретически необходимому V_o , называется *коэффициентом избытка воздуха* α_t .

Топки паровых и водогрейных котлов, как правило, работают с разрежением 2...3 мм вод. ст., в связи с чем происходит подсос воздуха и в топку и во все элементы котельной установки по ходу газового тракта, вплоть до дымососа. Присосы воздуха для каждого элемента котла определяются по [8] и ориентировочно могут быть приняты:

- 0,05 – для первого конвективного пучка (газохода), фестона (с камерой догорания), пароперегревателя, воздухоподогревателя;
- 0,1 – для второго конвективного пучка (газохода), конвективной шахты, чугунного и стального экономайзеров с обшивкой;
- 0,15...0,2 – для чугунного экономайзера без обшивки.

Поэтому коэффициент избытка воздуха в уходящих топочных газах – α_{yx} больше чем в топке, на суммарное значение присосов воздуха $\Sigma\Delta\alpha$ и составляет:

$$\alpha_{yx} = \alpha_t + \Sigma\Delta\alpha.$$

Разрежение в топке замеряется тягонапорометром ТНЖ. При разрежении менее 1 мм вод. ст. топочные газы могут выбиваться в помещение котельной, что недопустимо по технике безопасности. При разрежении более 8 мм вод. ст. будет происходить значительный подсос

холодного наружного воздуха, что приведет к снижению температуры топочных газов, увеличению потерь теплоты, снижению КПД и др.

3 ТЕПЛОВОЙ И ЭКСЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНСЫ КОТЛА

3.1 Общее уравнение теплового баланса

В котельной установке при сжигании органического топлива происходит преобразование химической энергии топлива в тепловую энергию продуктов сгорания. Выделившаяся теплота за вычетом потерь передается рабочему веществу – теплоносителю, в результате получается полезная продукция, например, водяной пар. Эффективность энергоиспользования в котельной установке, а также направления его совершенствования устанавливаются тепловым балансом.

При установившемся состоянии баланс потоков рабочего вещества и энергии для котельной установки в целом и отдельных ее частей или элементов можно записать так:

уравнение сохранения вещества

$$D_{\text{прих}} - D - D_{\text{пот}} = 0; \quad (1)$$

уравнение сохранения энергии

$$Q_{\text{прих}} - Q - Q_{\text{пот}} = 0; \quad (2)$$

где $D_{\text{прих}}$, $Q_{\text{прих}}$ – количества поступившего вещества (например, воды) и энергии (теплоты); D , Q – количества полезно преобразованного вещества (полученного пара) и энергии (теплоты пара); $D_{\text{пот}}$, $Q_{\text{пот}}$ – потери вещества и энергии.

При нестационарных режимах равенство между притоками и стоками (вещества и энергии) нарушается с изменением внутренней энергии.

Тепловой баланс котла характеризует равенство между приходом и расходом теплоты:

$$Q_{\text{прих}} = Q_{\text{расх}}. \quad (3)$$

Составляющие теплового баланса для теплотехнологических установок в общем случае могут быть выражены отношением количества затраченной теплоты на единицу полученного продукта, например, в МДж на килограмм технологического продукта, или количеством теплоты в единицу времени – в МДж в секунду (мегаваттах), или количеством теплоты на единицу топлива – в МДж на килограмм для твердого и жидкого топлива или МДж на кубический метр для газообразного

топлива. Для котельных установок тепловой баланс составляют на 1 кг твердого или жидкого топлива, или 1 м³ газа при 273 К и 0,1013 МПа.

Приходная часть теплового баланса (располагаемая теплота Q_p^p , МДж/м³) в общем случае записывается в виде

$$Q_{\text{прих}} = Q_p^p = \sum Q_{\text{хим}} + \sum Q_{\text{физ}} + \sum Q_{\text{эл}}, \quad (4)$$

где внесенная химическая теплота

$$\sum Q_{\text{хим}} = Q_H^p + (Q_{\text{экз}} - Q_{\text{энд}}), \quad (5)$$

а внесенная физическая теплота

$$\sum Q_{\text{физ}} = Q_{\text{ф.т}} + Q_{\text{ф.в}} + Q_{\text{пар}} + Q_{\text{ог.}} \quad (6)$$

Рассмотрим составляющие приходной части теплового баланса:

– Q_H^p – низшая рабочая теплота сгорания единицы топлива, МДж / м³ для твердого и жидкого топлива или газа, не учитывающая, как известно, теплоту образования водяных паров. Это согласуется с тем, что температура продуктов сгорания, покидающих котел, – 120 °С, при такой температуре содержащийся в них водяной пар не конденсируется. При охлаждении же продуктов сгорания до температуры, при которой на поверхности нагрева возможна конденсация водяных паров, расчеты следует выполнять с учетом высшей теплоты сгорания топлива Q_v^p ;

– $Q_{\text{экз}}$ – член учитывают при использовании теплоты экзотермических реакций, возможных при осуществлении некоторых технологических процессов.

В качестве примера можно указать на экзотермический процесс обжига колчедана в кипящем слое с установкой в последнем теплоиспользующих элементов для получения пара. Процесс обжига проходит без дополнительного использования топлива, поэтому в этом случае в выражении для определения $\sum Q_{\text{хим}}$ теплота сгорания топлива Q_H^p отсутствует.

– $Q_{\text{энд}}$ – член учитывает затраты теплоты на возможные эндотермические реакции.

Например, при сжигании сланцев, когда часть выделяющейся теплоты затрачивается на разложение карбонатов,

$$Q_{\text{энд}} = Q_{\text{карб}} = 4,05k \frac{(CO_2)_k^p}{100}, \quad (7)$$

где 4,05 – теплота разложения 1 кг карбонатной золы, МДж/кг; $k = 1$ – коэффициент разложения карбонатов при камерном сжигании сланцев, $k = 0,7$ – при слоевом сжигании; $(\text{CO}_2)_k^p$ – углекислота карбонатов.

– $Q_{\text{ф.т}}$ – член учитывает физическую теплоту (энтальпию) топлива, МДж / кг:

$$Q_{\text{ф.т}} = c_{\text{т}} t_{\text{т}}, \quad (8)$$

где $c_{\text{т}}$ – теплоёмкость рабочего топлива, МДж / (кг·К); $t_{\text{т}}$ – температура топлива, °С.

При поступлении в котел твердое топливо имеет обычно малую температуру, приближающуюся к нулю, а теплоемкость сухой массы топлива находится в пределах от $c_{\text{т}}^c = 0,92 \cdot 10^{-3}$ (антрацит) до $c_{\text{т}}^c = 1,3 \cdot 10^{-3}$ МДж/(кг·К) (фрезерный торф). В связи с этим $Q_{\text{ф.т}}$ невелико по значению. Энтальпию твердого топлива учитывают в случае предварительного его подогрева вне котла посторонним источником теплоты (при сушке в разомкнутой системе пылеприготовления, паровых сушилках и т. п.). При этом температуру и влажность топлива принимают по состоянию его перед топкой.

Жидкое топливо (мазут) для снижения вязкости и улучшения распыла поступает в топку подогретым до 80÷120°С. Теплоемкость мазута при этом $c_{\text{т}}^p = 1,94 \cdot 10^{-3} \div 2,04 \cdot 10^{-3}$ МДж / (кг · К) и $Q_{\text{ф.т}}$ составляет (0,4÷0,63) % $Q_{\text{н}}^p$. Теплоемкость мазута $c_{\text{т}}^p$, МДж/(кг·К), определяется по формуле

$$c_{\text{т}}^p = (1,738 + 0,0025t_{\text{т}})10^{-3}. \quad (9)$$

Учет $Q_{\text{ф.т}}$ целесообразен при сжигании газообразного топлива с низкой теплотой сгорания (например, доменного газа) при условии специального нагрева его до относительно высокой температуры (200÷300 °С), когда $Q_{\text{ф.т}}$ составляет 7÷10 % $Q_{\text{н}}^p$.

Теплоемкость газообразного топлива (на 1 м³ сухого газа), МДж/(м³·К), определяется по формуле

$$c_{\text{т}} = 0,01(c_{\text{CH}_4} \text{CH}_4 + c_{\text{CO}_2} \text{CO}_2 + c_{\text{H}_2} \text{H}_2 + c_{\text{CO}} \text{CO}...)10^{-3} + 0,0052c_{\text{H}_2\text{O}}d_{\text{г}}, \quad (10)$$

где CH₄, CO₂, H₂, CO – содержания соответствующих компонентов в газообразном топливе, % ; c_{CH_4} , c_{CO_2} , c_{H_2} , c_{CO} – теплоемкости газов, МДж/(м³·К); $d_{\text{г}}$ – влагосодержание газообразного топлива, г/м³.

При сжигании газообразного топлива с высокой теплотой сгорания (например, природного газа) имеет место повышенное соотношение массы воздуха и газа (примерно 10:1). В этом случае топливо – газ

обычно не подогревают.

– Член $Q_{ф.в}$ учитывает энтальпию воздуха, как поступившего в котел через воздушный подогреватель, так и присосанного через газоходы котла.

Энтальпию горячего воздуха учитывают лишь при подогреве его вне агрегата, до воздушного подогревателя котла за счет постороннего источника теплоты (подогрев в паровом калорифере отборным или отработанным паром, подогрев в автономном подогревателе при сжигании дополнительного топлива). В этом случае теплота, внесенная воздухом, МДж/кг (или МДж/м³),

$$Q_{ф.в} = \beta(H_{в.п.}^0 - H_{х.в.}), \quad (11)$$

где β – отношение количества воздуха на входе в котел (воздухоподогреватель) к теоретически необходимому; $H_{в.п.}^0 = V_B^0 c_B t_{в.п.}$ и $H_{х.в.}^0 = V_B^0 c_B t_{х.в.}$ – энтальпия теоретически необходимого количества подогретого перед воздушным подогревателем воздуха до $t_{в.п.}$ и холодного воздуха с температурой $t_{х.в.}$.

– Член $Q_{пар}$, МДж/кг, учитывает теплоту, вносимую в агрегат паром при паровом распыливании мазута или при подаче под решетку пара для улучшения ее работы при слоевом сжигании антрацита

$$Q_{пар} = G_{п}(h_{п} - 2,51), \quad (12)$$

где $G_{п}$ – удельный расход дутьевого пара, кг/кг. При паровом распыливании мазута $G_{п} = 0,3 \div 0,35$ кг/кг; $h_{п}$ – энтальпия дутьевого пара, МДж/кг; 2,51 МДж/кг – примерное значение энтальпии водяного пара в продуктах сгорания, уходящих в атмосферу.

Для котла, использующего в качестве источника теплоты энтальпию отходящих газов теплотехнологического устройства $Q_{о.г.}$ (котел-утилизатор), при отсутствии в газах продуктов неполного горения:

$$Q_{прих} = Q_{о.г.} \quad (13)$$

При наличии в отходящих газах и горючих составляющих (газообразных или твердых) при условии сжигания их под котлом в приходной части баланса учитывают и их химическую теплоту.

Член $Q_{эл}$ включают в уравнения баланса при выработке пара с использованием в качестве источника теплоты электроэнергии. В этом случае для электрокотла:

$$Q_{прих} = Q_{эл} \quad (14)$$

Таким образом, в общем выражении приходной части теплового баланса котла для конкретных случаев ряд членов может отсутствовать.

При составлении теплового баланса для котла, работающего на органическом топливе, при отсутствии выработки пара за счет теплоты экзотермических технологических реакций ($Q_{\text{экз}} = 0$) и с учетом замечаний о значениях других составляющих приходную часть баланса в расчете; на 1 кг (м^3) топлива можно принять:

$$Q_{\text{прих}} = Q_{\text{р}}^{\text{р}} = Q_{\text{н}}^{\text{р}}. \quad (15)$$

Расходная часть теплового баланса в расчете на 1 кг (м^3) топлива в общем случае может содержать теплоту, затраченную на выработку пара и различные потери, МДж/кг (МДж/ м^3):

$$Q_{\text{расх}} = Q_{\text{пол}} + H_{\text{у.г.}} + Q_{\text{х.н.}} + Q_{\text{м.н.}} + Q_{\text{н.о.}} + Q_{\text{ф.ш.}} + Q_{\text{охл.}} \pm Q_{\text{акк}}, \quad (16)$$

где $Q_{\text{пол}}$ – полезно использованное тепло; $H_{\text{у.г.}}$ – энтальпия уходящих из котла газов; $Q_{\text{х.н.}}$ – потери тепла от химической неполноты сгорания (недожога); $Q_{\text{м.н.}}$ – потери тепла от механической неполноты сгорания; $Q_{\text{н.о.}}$ – потери тепла от наружного охлаждения внешних ограждений котла (потери тепла в окружающую среду); $Q_{\text{охл.}}$ – потери теплоты с охлаждаемыми балками, панелями топки, не включенными в циркуляционную систему агрегата; $Q_{\text{ф.ш.}}$ – потери с физической теплотой шлаков; $Q_{\text{акк}}$ – расход «–» или приход теплоты «+», связанный с неустановившимся тепловым режимом работы котла. При установившемся тепловом режиме $Q_{\text{акк}} = 0$.

В простейшем случае теплота, полезно затраченная на выработку перегретого пара, МДж / кг, составит

$$Q_{\text{пол}} = \frac{D}{B}(h_{\text{п.п.}} - h'_{\text{п.в.}}), \quad (17)$$

где D – выход пара, кг/с; B – расход топлива, кг/с; $h_{\text{п.п.}}$, $h'_{\text{п.в.}}$ – энтальпии перегретого пара и питательной воды, МДж/кг.

С учетом теплоты холодного воздуха общее уравнение теплового баланса котла при установившемся тепловом состоянии можно записать в виде равенства, МДж/кг (МДж/ м^3):

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = \frac{D}{B}(h_{\text{п.п.}} - h'_{\text{п.в.}}) + Q_{\text{у.г.}} + Q_{\text{х.н.}} + Q_{\text{м.н.}} + Q_{\text{н.о.}} + Q_{\text{ф.ш.}} + Q_{\text{охл.}}. \quad (18)$$

На рисунке 4 для рассматриваемого простейшего случая приведена принципиальная схема поступления и движения рабочих веществ в котле (воздух, топливо, продукты сгорания, вода, пар), включающая то-

почную камеру с радиационными испарительными элементами, в которой сжигается топливо в количестве B , кг/с (или $\text{м}^3/\text{с}$), с Q_H^p , МДж/кг (или МДж/м³); испарительные поверхности; пароперегреватель, в котором насыщенный пар перегревается с $t_{\text{н.н.}}$ ($h_{\text{н.н.}}$) до $t_{\text{н.н.}}$ ($h_{\text{н.н.}}$); экономайзер, где питательная вода нагревается с $h'_{\text{н.н.}}$ до $h''_{\text{н.н.}}$, МДж/кг; воздушный подогреватель, в котором необходимый для горения топлива воздух подогревается от $t_{\text{х.в}}$ до $t_{\text{г.в}}$, °С.

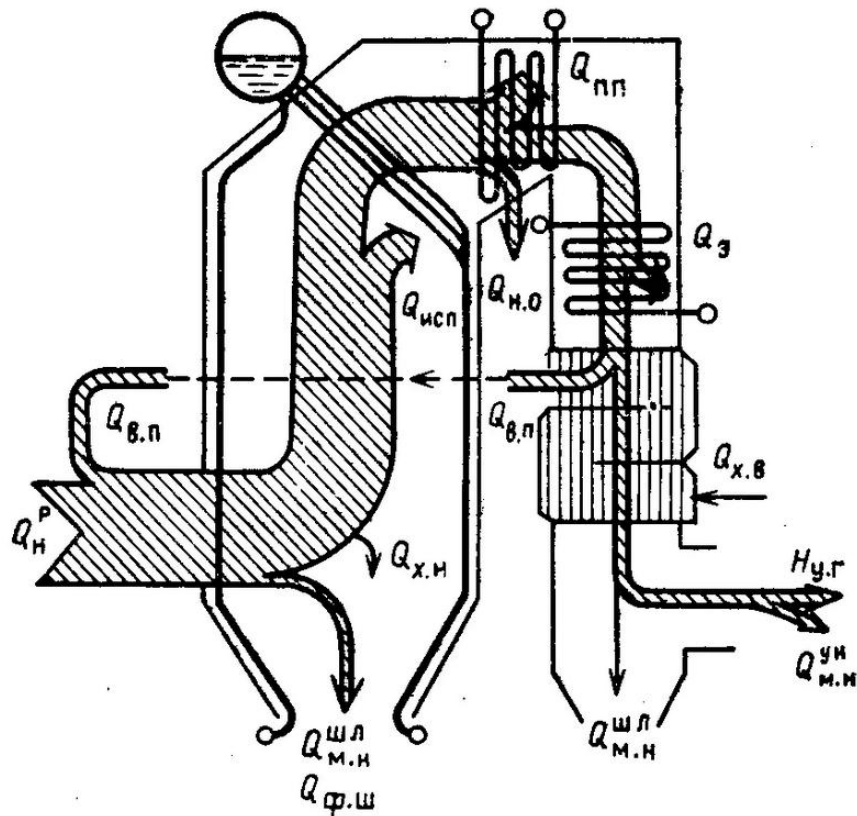


Рисунок 4 – Тепловой баланс котлоагрегата

В котел извне поступают, если считать на единицу массы (объема) сожженного топлива: химическая теплота топлива Q_H^p , теплота холодного воздуха (в воздухоподогреватель) $\alpha_{\text{т}} H_{\text{х.в.}}^0$; кроме того, в газоходы котла из окружающей среды поступает также теплота с присосанным воздухом $(\alpha_{\text{у.г.}} - \alpha_{\text{т}}) H_{\text{х.в.}}^0$ (рис. 5).

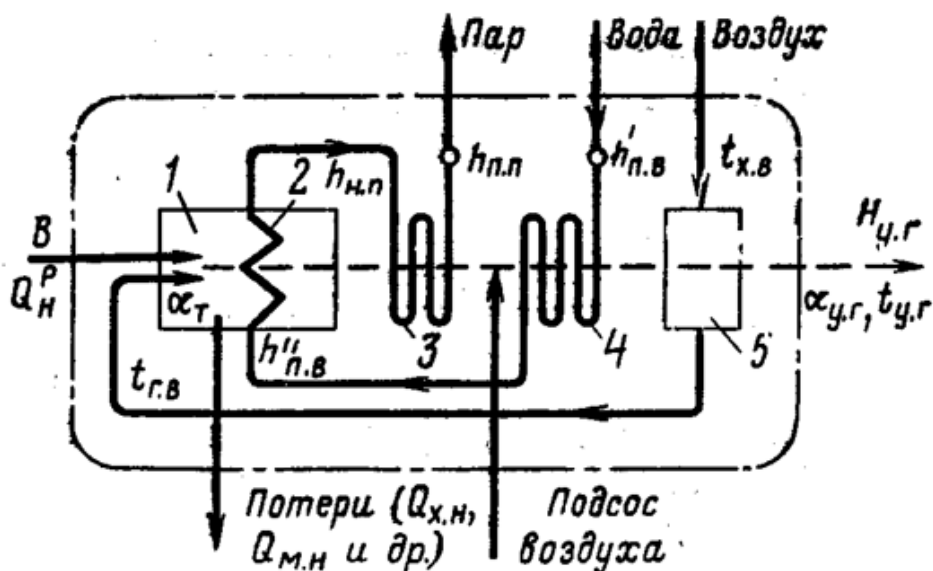


Рисунок 5 – Принципиальная схема котла:

1 – топочная камера; 2 – испарительные поверхности нагрева;
3 – пароперегреватель; 4 – экономайзер; 5 – воздухоподогреватель

Отношение количества теплоты, полезно затраченной на выработку пара $D(h_{п.п.} - h'_{п.в.})$, МВт, к теплоте топлива BQ_H^P , МВт, является коэффициентом полезного действия (КПД) котла, %:

$$\eta_k = \frac{D(h_{п.п.} - h'_{п.в.})}{BQ_H^P} \cdot 100 \%. \quad (19)$$

По существу, это выражение является коэффициентом полезного использования теплоты топлива.

Расход топлива, кг/с (или м³/с), определяется по формуле:

$$B = \frac{D(h_{п.п.} - h'_{п.в.})}{Q_H^P \eta_k}. \quad (20)$$

3.2 Теплота, полезно затраченная на производство пара. Расход топлива и КПД котла

При выработке пара в котле рабочее вещество – вода обычно проходит последовательно водонагревательные, испарительные и пароперегревательные поверхности. В отдельных случаях котел может не иметь экономайзера или пароперегревателя.

Теплота, воспринятая водой в экономайзере, МДж/кг (или

МДж/м³), составляет

$$Q_9 = \frac{D}{B}(h''_{п.в.} - h'_{п.в.}), \quad (21)$$

где $h''_{п.в.}$ и $h'_{п.в.}$ – энтальпии питательной воды на входе и выходе экономайзера, МДж/кг.

Тепловосприятие испарительных поверхностей, если условно считать пар сухим насыщенным,

$$Q_{исп} = \frac{D}{B}(h_{н.п.} - h''_{п.в.}). \quad (22)$$

Тепловосприятие пароперегревателя

$$Q_{п.п.} = \frac{D}{B}(h_{п.п.} - h_{н.п.}). \quad (23)$$

Суммарное количество теплоты, пошедшей на выработку пара, МДж/кг (или МДж/м³),

$$Q_{пол} = Q_9 + Q_{исп} + Q_{п.п.} = \frac{D}{B}(h_{п.п.} - h'_{п.в.}). \quad (24)$$

С учетом продувки из котла части воды для поддержания определенного ее солевого содержания, а также при наличии в котельной установке передачи части насыщенного пара на сторону и при дополнительном пароперегревателе для вторичного перегрева пара полезно затраченная теплота на единицу сжигаемого топлива, МДж/кг (или МДж/м³), составит

$$Q_{пол} = \frac{D}{B}(h_{п.п.} - h'_{п.в.}) + \frac{D_{пр}}{B}(h_{к.в.} - h'_{п.в.}) + \frac{D_{нас}}{B}(h_{н.п.} - h'_{п.в.}) + \frac{D_{вт.п.}}{B}(h''_{вт.п.} - h'_{вт.п.}), \quad (25)$$

$D_{пр}$, $D_{нас}$ и $D_{вт.п.}$ – расходы продувочной воды, насыщенного пара и пара через вторичный пароперегреватель, кг/с; $h_{к.в.}$, $h'_{вт.п.}$ и $h''_{вт.п.}$ – энтальпии продувочной воды, пара на входе и выходе вторичного пароперегревателя, МДж/кг.

Расход продувки $D_{пр}$ для котельных установок промышленных предприятий доходит до 5÷10 % его паропроизводительности D ; для котлов конденсационных электростанций он не превышает 1÷2 % D . При определении затрат теплоты на выработку пара $Q_{пол}$, если $p = D_{пр} / D \leq 2$ %, продувка может не учитываться.

При расходе топлива B в единицу времени, кг/с (или м³/с), полезно затраченная теплота, МВт, составляет

$$BQ_{\text{пол}} = D(h_{\text{п.п.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{пр}}(h_{\text{к.в.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{нас}}(h_{\text{н.п.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{вт.п.}}(h''_{\text{вт.п.}} - h'_{\text{вт.п.}}). \quad (26)$$

$$\text{По определению } \eta_{\text{к}} = \frac{Q_{\text{пол}}}{BQ_{\text{р}}} \cdot 100\%.$$

С учетом выработки перегретого и насыщенного пара, наличия продувки воды и вторичного перегрева пара КПД котла, %, подсчитывается по формуле

$$\eta_{\text{к}} = \frac{D(h_{\text{п.п.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{пр}}(h_{\text{к.в.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{нас}}(h_{\text{н.п.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{вт.п.}}(h''_{\text{вт.п.}} - h'_{\text{вт.п.}})}{BQ_{\text{р}}} \cdot 100\%. \quad (27)$$

Расход топлива в кг/с (или м³/с) при этом составляет

$$B = \frac{D(h_{\text{п.п.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{пр}}(h_{\text{к.в.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{нас}}(h_{\text{н.п.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{вт.п.}}(h''_{\text{вт.п.}} - h'_{\text{вт.п.}})}{\eta_{\text{к}} Q_{\text{р}}} \cdot 100\%. \quad (28)$$

Определение КПД котла как отношение полезно затраченной теплоты к располагаемой теплоте топлива – это определение его по прямому балансу. КПД котла можно определить и по обратному балансу – через тепловые потери. Для установившегося теплового состояния получаем

$$\eta_{\text{к}} = q_{\text{пол}} = 100 - (q_{\text{у.г.}} + q_{\text{х.н.}} + q_{\text{ф.н.}} + q_{\text{н.о.}} + q_{\text{ф.ш.}}) = 100 - \sum q_{\text{пот}}, \quad (29)$$

$q_{\text{у.г.}}$ – теплота уходящих из котла газов; $q_{\text{х.н.}}$, $q_{\text{ф.н.}}$ – потери теплоты от химической и механической неполноты сгорания топлива; $q_{\text{н.о.}}$ – потери теплоты от наружного охлаждения внешних ограждений котла; $q_{\text{ф.ш.}}$ – потеря с физической теплотой шлаков.

КПД котла, определяемый по формулам, не учитывает затрат электрической энергии и теплоты на собственные нужды (на приводы насосов, вентиляторов, дымососов, механизмов топливоподачи и пылеприготовления, работы обдувочных аппаратов и т. д.). Такой КПД котла называют КПД брутто и обозначают $\eta_{\text{бр}}$ или $\eta_{\text{к}}$.

Если потребление энергии в единицу времени на указанное вспомогательное оборудование составляет $\sum N_{\text{с}}$ МДж, а удельные затраты топлива на выработку электроэнергии b , кг/МДж, то КПД котельной установки с учетом потребления энергии вспомогательным оборудованием (КПД нетто), %,

$$\eta_{\text{к.у}} = \frac{D(h_{\text{п.п.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{пр}}(h_{\text{к.в.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{нас}}(h_{\text{н.п.}} - h'_{\text{п.в.}}) + D_{\text{вт.п.}}(h''_{\text{вт.п.}} - h'_{\text{вт.п.}})}{Q_{\text{р}}(B + \sum N_{\text{с}} \cdot b)} \cdot 100\%. \quad (30)$$

Иногда $\eta_{к.у}$ называют энергетическим КПД котельной установки.

Для котельных установок промышленных предприятий затраты энергии на собственные нужды составляют около 4 % вырабатываемой энергии.

3.3 Потеря теплоты с уходящими газами

Потеря теплоты с уходящими газами $Q_{у.г}$ ($q_{у.г}$) возникает из-за того, что физическая теплота (энтальпия) газов $H_{у.г}$, покидающих котел при температуре $t_{у.г}$, превышает физическую теплоту поступающих в котел воздуха $\alpha_{у.г} H_{у.г}$ и топлива $c_m t_m$.

Если пренебречь малым значением энтальпии топлива, а также теплотой золы (для твердого топлива), содержащейся в уходящих газах, потеря теплоты с уходящими газами, МДж/кг (или МДж/м³), может быть подсчитана по формуле (31)

$$Q_{у.г} = H_{у.г} - \alpha_{у.г} H_{х.в}^0, \quad (31)$$

или по формуле (32)

$$Q_{у.г} = (V_{CO_2} \cdot c_{CO_2} + V_{SO_2} \cdot c_{SO_2} + V_{N_2} \cdot c_{N_2} + V_{CO} \cdot c_{CO} + \dots + V_{H_2O} \cdot c_{H_2O}) \cdot t_{у.г} - \alpha_{у.г} V_B^0 c_B t_B. \quad (32)$$

Если температура окружающей среды равна нулю ($t_{х.в} = 0$), то потеря теплоты с уходящими газами равна энтальпии уходящих газов: $Q_{у.г} = H_{у.г}$.

Потеря теплоты с уходящими газами занимает обычно основное место среди тепловых потерь котла, составляя 5÷12 % располагаемой теплоты топлива, и определяется объемом и составом продуктов сгорания, существенно зависящих от балластных составляющих топлива и от температуры уходящих газов.

$$Q_{у.г} = f(V_r^0 / Q_H^p, \alpha_{у.г}, t_{у.г}). \quad (33)$$

Отношение V_r^0 / Q_H^p , характеризующее качество топлива, показывает относительный выход газообразных продуктов сгорания (при $\alpha = 1$) на единицу теплоты сгорания топлива и зависит от содержания в нем балластных составляющих (влаги W^p и золы A^p для твердого и жидкого топлива, азота N_2 , диоксида углерода CO_2 и кислорода O_2 для газообразного топлива).

Так, например, для доменного газа, содержащего повышенное количество балластных составляющих ($N_2 = 58,5$ %; $CO_2 = 0,2$ %) и имеющего теплоту сгорания 4 МДж/м³, отношение V_r^0 / Q_H^p на 40 % больше, чем для природного газа с высокой теплотой сгорания 35,7 МДж/м

($N_2 = 1,2\%$; $CO_2 = 0,1\%$). С увеличением содержания в топливе балластных составляющих и, следовательно, потеря теплоты с уходящими газами (при прочих равных условиях) соответственно возрастает.

Одним из возможных направлений снижения потери теплоты с уходящими газами является уменьшение коэффициента избытка воздуха в уходящих газах $\alpha_{y.g}$, который зависит от коэффициента расхода воздуха в топке α_T и балластного воздуха, присосанного в газоходы котла, находящиеся обычно под разрежением:

$$\alpha_{y.g} = \alpha_T + \Delta\alpha. \quad (34)$$

В котлах, работающих под давлением, присосы воздуха отсутствуют.

С уменьшением α_T потеря теплоты $Q_{y.g}$ ($q_{y.g}$) снижается, однако при этом в связи с уменьшением количества воздуха, подаваемого в топочную камеру, возможно появление другой потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива $Q_{x.n}$ и ($q_{x.n}$). Оптимальное значение α_T выбирается с учетом достижения минимального суммарного значения $q_{y.g} + q_{x.n}$ (рис. 6).

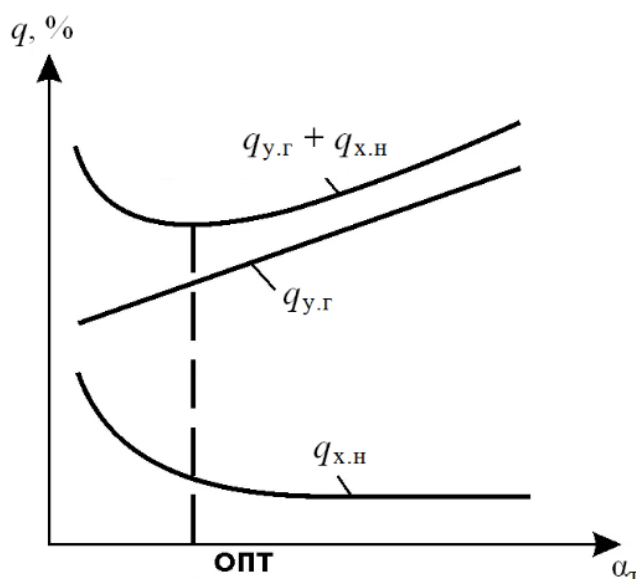


Рисунок 6 – Определение оптимального коэффициента избытка воздуха в топке котла

Возможность уменьшения α_T зависит от рода сжигаемого топлива и типа топочного устройства. При более благоприятных условиях контактирования топлива и воздуха избыток воздуха α_T , необходимый для достижения наиболее полного горения, может быть уменьшен. При сжигании газообразного топлива, когда условия для эффективного перемешивания компонентов горения достаточно благоприятны, коэффициент избытка воздуха в топке принимают $\alpha_T \leq 1,1$, при сжигании мазута $\alpha_T = 1,1$, пылевидного топлива $\alpha_T = 1,2$, кускового топлива $\alpha_T =$

1,3÷1,7.

Присосы воздуха по газовому тракту котла $\Delta\alpha$ в пределе могут быть сведены к нулю. Однако полное уплотнение мест прохода труб через обмуровку, уплотнение лючков и гляделок, имеющих в газоходах и работающих под разрежением, затруднено и практически $\Delta\alpha = 0,15\div 0,3$.

Балластный воздух в продуктах сгорания помимо увеличения потери теплоты $Q_{y.g}$ приводит также к дополнительным затратам электроэнергии на дымосос. Допустимые присосы воздуха в отдельных элементах котла даны в справочной литературе.

Важнейшим фактором, влияющим на $Q_{y.g}$ является температура уходящих газов $t_{y.z}$. Ее снижение достигается установкой в хвостовой части котла теплоиспользующих элементов (экономайзера, воздухоподогревателя). Чем ниже температура уходящих газов и соответственно меньше температурный напор Δt между газами и нагреваемым рабочим телом (например, воздухом), тем большая площадь поверхности H требуется для такого же охлаждения газа. Повышение же температуры уходящих газов приводит к увеличению потери с $Q_{y.g}$ и, следовательно, к дополнительным затратам топлива ΔB на выработку одного и того же количества пара, горячей воды или другого теплоносителя. В связи с этим оптимальная температура $t_{y.z}$ определяется на основе технико-экономических расчетов при сопоставлении годовых затрат для теплоиспользующих элементов и топлива для различных значений $t_{y.z}$.

Оптимальная $t_{y.z}$ характеризуется минимальным значением расчетных затрат, руб/год,

$$Z = S + E K, \quad (35)$$

где K – единовременные капитальные затраты на металл теплоиспользующих элементов, E – нормативный коэффициент эффективности, равный 0,12 1 / год; S – годовые эксплуатационные расходы, которые определяются следующими основными составляющими:

$$S = S_{\text{топл}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{т.р.}} + S_{\text{э}}, \quad (36)$$

здесь первое слагаемое – затраты на топливо, второе – амортизационные отчисления, третье – затраты на текущий ремонт и четвертое – затраты на электроэнергию.

В ряде случаев снижение $t_{y.z}$ ограничивается возможностью внешней коррозии хвостовых поверхностей нагрева (воздушного подогревателя, экономайзера) из-за конденсации на них водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания. В связи с этим выбор $t_{y.z}$ зависит также от температуры питательной воды, температуры воздуха на входе в воздушный подогреватель и других факторов.

Для комбинированных энерготехнологических агрегатов, вырабатывающих технологическую и энергетическую продукцию, температура

уходящих газов выбирается с учетом требований технологического процесса. Так, при обжиге колчедана уходящие газы, содержащие SO_2 , SO_3 и др., имеют высокую температуру точки росы (более $200\div 220^\circ\text{C}$). В связи с этим температура газа после теплоиспользующих элементов выбирается не ниже $320\div 350^\circ\text{C}$, чтобы исключить коррозию поверхностей нагрева и обеспечить нормальную работу электрофильтров. При производстве обесфторенных фосфатов в циклонных энерготехнологических агрегатах температуру газов после теплоиспользующих элементов принимают $220\div 240^\circ\text{C}$ (по условиям нормальной работы последующих технологических аппаратов).

Температура уходящих газов промышленных котлов в зависимости от их производительности и времени использования, качества и стоимости сжигаемого топлива, температуры питательной воды и поступающего воздуха принимается $110\div 170^\circ\text{C}$ и выше. При работе котла на относительно дорогом топливе применяют более глубокое охлаждение уходящих газов. При относительно дешевом топливе повышают температуру уходящих газов. При этом следует напомнить, что стоимость топлива в различных районах страны различна.

С увеличением тепловой нагрузки котельной установки (увеличением расхода топлива B и выхода пара D) потеря теплоты с уходящими газами $q_{у.г}$ в ней возрастает (рис. 7). Это связано с тем, что с увеличением нагрузки соответственно увеличивается количество выделяемой теплоты в топке. Одновременно увеличиваются объем продуктов сгорания и их скорость в газоходах котла. При этом теплоотдача к конвективным поверхностям нагрева возрастает пропорционально увеличению скорости лишь в степени $0,6\div 0,8$. Таким образом, тепловыделение превышает тепловосприятие, и температура уходящих газов с увеличением нагрузки увеличивается.

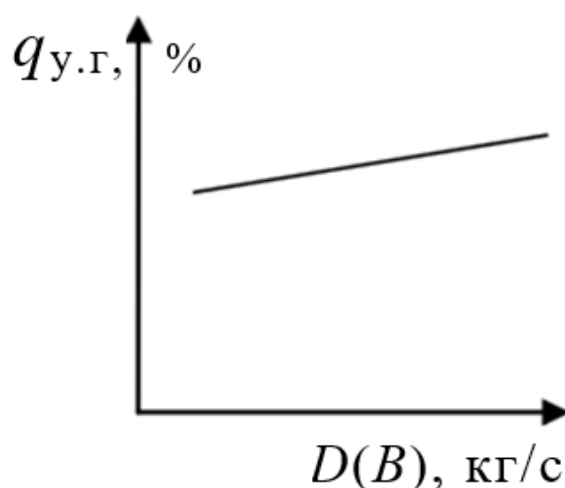


Рисунок 7 – Изменение температуры уходящих газов с изменением нагрузки

При работе котла на твердом топливе, а также при работе энерготехнологических агрегатов поверхности нагрева могут загрязняться золой топлива и технологическим уносом. Это приводит к существенному снижению коэффициента теплопередачи от продуктов сгорания к рабочему телу и, следовательно, к повышению $t_{y.g.}$. При этом для сохранения заданной паропроизводительности котельной установки приходится идти на увеличение расхода топлива. Занос поверхностей нагрева приводит также к увеличению сопротивления газового тракта котла, и при недостаточной мощности дымососа нагрузка котла снижается. В связи с этим для обеспечения нормальной эксплуатации агрегата требуется систематическая очистка его поверхностей нагрева.

При определении потери теплоты с уходящими газами, %, учитывают уменьшение объема газов, обусловленное механической неполнотой сгорания топлива, введением поправки $(100 - q_{m.h})/100$ тогда, получаем

$$q_{y.g.} = \frac{Q_{y.g.}}{Q_p^p} \cdot 100 = \frac{(H_{y.g.} - \alpha_{y.g.} H_{x.b}^0) \cdot (100 - q_{m.h})}{Q_p^p}. \quad (37)$$

3.4 Потеря теплоты от химической неполноты сгорания

Потеря теплоты от химической неполноты сгорания $Q_{x.h}$ возникает при неполном сгорании топлива в пределах топочной камеры котла и появления в продуктах сгорания горючих газообразных составляющих CO , H_2 , CH_4 , $C_m H_n \dots$. Догорание же этих горючих газов за пределами топки практически невозможно из-за относительно низкой их температуры.

Химическая неполнота сгорания топлива может явиться следствием:

- общего недостатка воздуха;
- плохого смесеобразования;
- малых размеров топочной камеры, что определяет недостаток времени для завершения химических реакций;
- низкой температуры в топочной камере, что приводит к снижению скорости выгорания топлива;
- высокой температуры, что может привести к диссоциации продуктов сгорания.

При достаточном для полного сгорания топлива качестве воздуха и хорошем смесеобразовании $q_{x.h}$ зависит от объемной плотности тепловыделения в топке

$$q_v = B Q_h^p / V_r. \quad (38)$$

Оптимальное отношение $BQ_{\text{н}}^{\text{p}}/V_{\text{т}}$, при котором потеря $q_{\text{х.н}}$ имеет минимальное значение, зависит от вида топлива, способа его сжигания и конструкции топки. Для современных топочных устройств потеря теплоты от $q_{\text{х.н}}$ составляет $0 \div 2$ % при $q_{\text{в}} = 0,1 \div 0,3$ МВт/м³. В топочных устройствах, в которых обеспечиваются благоприятные условия для интенсивного горения топлива, например, в циклонных топках, значение $q_{\text{х.н}}$ достигает $3 \div 10$ МВт/м² и более при отсутствии химической неполноты сгорания.

При обработке материалов испытания котельной установки потерю теплоты от химической неполноты сгорания, МДж/кг (или МДж/м³), определяют по зависимости

$$Q_{\text{х.н}} = V_{\text{CO}} \cdot Q_{\text{CO}} + V_{\text{H}_2} \cdot Q_{\text{H}_2} + V_{\text{CH}_4} \cdot Q_{\text{CH}_4} + \dots \quad (39)$$

Объемы горючих газов в продуктах сгорания в кубических метрах на единицу сжигаемого топлива, м³/кг (или м³/м³), определяют по анализу газов на выходе из топки на содержание в них H₂, %, CO, %, CH₄, %, и т. д. по формулам

$$V_{\text{CO}} = V_{\text{с.г.}} \cdot \frac{\text{CO}}{100}; \quad (40)$$

$$V_{\text{H}_2} = V_{\text{с.г.}} \cdot \frac{\text{H}_2}{100}; \quad (41)$$

$$V_{\text{CH}_4} = V_{\text{с.г.}} \cdot \frac{\text{CH}_4}{100}. \quad (42)$$

Объем сухих газов при сжигании твердого и жидкого топлив определяют с учетом полученной ранее формулы:

$$V_{\text{с.г.}} = 1,866 \frac{C^{\text{p}} + 0,375S_{\text{оп+к}}^{\text{p}}}{\text{CO}_2 + \text{SO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4},$$

а при сжигании газового топлива – формулы:

$$V_{\text{с.г.}} = 1,866 \frac{\text{CO}_2^{\text{T}} + \text{CO}^{\text{T}} + \text{H}_2\text{S}^{\text{T}} + \text{CH}_4^{\text{T}} + \sum mC_m H_n^{\text{T}}}{\text{CO}_2 + \text{SO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + \dots},$$

где CO₂, SO₂, CO, CH₄ – содержание в продуктах сгорания диоксида углерода, сернистого газа, оксида углерода и метана, %; CO₂^T, CO^T, H₂S^T, CH₄^T, C_mH_n^T – содержание в исходном газообразном топливе диоксида углерода, оксида углерода, сероводорода, метана и различных углеводородов, %.

Теплоты сгорания горючих газов имеют следующие значения: Q_{CO} = 12,64 МДж/м³; Q_{H₂} = 10,79 МДж/м³; Q_{CH₄} = 35,82 МДж/м³.

Для снижения потери теплоты от $q_{\text{х.н}}$ в топочной камере стремятся повысить температурный уровень, применяя, в частности, подогрев воз-

духа, а также всемерно улучшая перемешивание компонентов горения, для чего в ряде топочных устройств применяют так называемое «острое дутье». В правильно сконструированной и эксплуатируемой топке потери $q_{х.н}$ могут быть практически сведены к нулю.

3.5 Потеря теплоты от механической неполноты сгорания

Потеря теплоты от механической неполноты сгорания $Q_{м.н}$ связана с недожогом твердого топлива в топочной камере. Часть его в виде горючих частиц, содержащих углерод, водород, серу, может уноситься газообразными продуктами сгорания, часть – удаляется вместе со шлаком.

Потеря теплоты от $Q_{м.н}$, МДж/кг, в общем случае состоит из трех слагаемых – потерь с провалом, со шлаком и с уносом:

$$Q_{м.н} = Q_{м.н}^{пр} + Q_{м.н}^{шл} + Q_{м.н}^{ун}. \quad (43)$$

или относительно располагаемой теплоты, %

$$q_{м.н} = \frac{Q_{м.н}}{Q_p} 100 = q_{м.н}^{пр} + q_{м.н}^{шл} + q_{м.н}^{ун}. \quad (44)$$

При сжигании твердого топлива потеря $q_{м.н}$ является второй основной потерей в тепловом балансе и для промышленных котлов может достигать до 10÷12 % и более. При слоевом сжигании основными составляющими потери $q_{м.н}$ являются потери со шлаком и провалом, а при камерном сжигании – потеря с уносом.

При определении $q_{м.н}$ на основе данных испытания котельной установки значения $Q_{м.н}^{пр}$, МДж/кг, подсчитывают по формуле:

$$Q_{м.н}^{пр} = \frac{G_{пр}}{B} Q_{пр}. \quad (45)$$

где $G_{пр}$ – выход провала, кг/с; $Q_{пр}$ – теплота сгорания провала, которую подсчитывают с учетом содержания горючих в провале, МДж/кг; B – общий расход топлива.

Потеря теплоты со шлаком $q_{м.н}^{шл}$, %, связана с тем, что в образующемся в процессе горения топлива шлаке (в твердом или жидком состоянии) могут содержаться невыгоревшие частицы топлива. В слоевых топках потеря теплоты со шлаком $q_{м.н}^{шл}$ увеличивается с увеличением зольности топлива, ростом плотности теплового потока через зеркало горения q_R и с уменьшением выхода летучих. Она зависит также от метода удаления шлака (в твердом или жидком виде) и от размеров кусков (сортированности) топлива.

В камерных топках значительное количество золы (80÷85 %) топлива уносится дымовыми газами, потеря $q_{\text{м.н}}^{\text{шл}}$ незначительна, она возрастает с увеличением зольности топлива, с углублением помола пыли, с уменьшением выхода летучих, а также зависит от конструктивных и режимных особенностей топки.

Значение $Q_{\text{м.н}}^{\text{шл}}$, МДж/кг, определяется по формуле

$$Q_{\text{м.н}}^{\text{шл}} = \frac{G_{\text{шл}}}{B} Q_{\text{шл}}. \quad (46)$$

где $G_{\text{шл}}$ – выход шлака, кг/с; $Q_{\text{шл}}$ – теплота сгорания шлака, МДж/кг, определяется с учетом содержания горючих в шлаке $\Gamma_{\text{шл}}$, %.

Потеря теплоты с уносом $q_{\text{м.н}}^{\text{ун}}$, %, связана с выносом из топки не-сгоревших (или частично сгоревших) частиц топлива.

Для слоевых топок увеличивается с уменьшением реакционной способности топлива, возрастает при работе на несортированном угле, при форсировке зеркала горения q_R и топочного объема q_V . Для факельных топок $q_{\text{м.н}}^{\text{ун}}$ увеличивается при форсировке процесса горения, угрублении помола и уменьшении реакционной способности топлива.

Как и для химической неполноты сгорания, потери теплоты $q_{\text{м.н}}$ в области низких значений q_V возрастают в связи со снижением температуры в топочной камере, а в области высоких нагрузок увеличиваются в связи с уменьшением времени пребывания частиц в топке.

Значение потери с уносом $Q_{\text{м.н}}^{\text{ун}}$, МДж/кг, определяется по формуле

$$Q_{\text{м.н}}^{\text{ун}} = \frac{G_{\text{ун}}}{B} Q_{\text{ун}}, \quad (47)$$

где $G_{\text{ун}}$ – масса уноса, кг/с; $Q_{\text{ун}}$ – теплота сгорания уноса, МДж/кг, определяемая с учетом содержания горючих в уносе $\Gamma_{\text{ун}}$, %.

При испытаниях котельной установки непосредственное определение массы уноса $G_{\text{ун}}$, кг/с, для выявления потери теплоты от механической неполноты сгорания в отличие от $G_{\text{пр}}$ и $G_{\text{шл}}$ практически невозможно.

Значение $G_{\text{ун}}$ может быть определено из уравнения золowego баланса, учитывающего в общем случае распределение золы топлива между провалом, шлаком и уносом

$$B \frac{A^p}{100} = G_{\text{пр}} \frac{A_{\text{пр}}}{100} + G_{\text{шл}} \frac{A_{\text{шл}}}{100} + G_{\text{ун}} \frac{A_{\text{ун}}}{100}, \quad (48)$$

где A^p , $A_{\text{пр}}$, $A_{\text{шл}}$, $A_{\text{ун}}$ – зольности топлива, провала, шлака и уноса, %.

При сжигании газового и жидкого топлива потеря $q_{\text{м.н}}$ отсутствует. При сжигании пыли в смеси с газообразным топливом или мазутом потеря теплоты от механической неполноты сгорания равна $a q_{\text{м.н}}$, где $q_{\text{м.н}}$ принимается как для твердого топлива, a – коэффициент, зависящий

от доли газа или мазута в смеси (по теплоте), обычно $a = 0,7 \div 1,4$.

3.6 Потеря теплоты от наружного охлаждения

Потери теплоты от наружного охлаждения $Q_{н.о}$ ($q_{н.о}$) возникают потому, что температура наружной поверхности котла (обмуровки, трубопроводов, барабана и др.) превышает температуру окружающей среды.

В общем случае потеря $Q_{н.о}$, МДж/кг (или МДж/м), может быть определена по формуле, учитывающей передачу теплоты конвекцией и излучением:

$$Q_{н.о} = \frac{\sum F_k}{B} \left\{ \alpha_k (t_{ст} - t_{х.в}) + C \left[\left(\frac{T_{ст}}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_{о.п}}{100} \right)^4 \right] \right\}, \quad (49)$$

где $\sum F_k$ – суммарная наружная площадь поверхности котла, m^2 ; $t_{ст}$ ($T_{ст}$), $t_{х.в}$, $T_{о.п}$ – температуры наружных стен котла, холодного воздуха, окружающих предметов, $^{\circ}C$ (K); α_k – коэффициент теплоотдачи конвекцией, МВт / (m^2 K); C – коэффициент излучения, МВт/(m^2 K); B – расход топлива, кг/с (или m^3/c).

Расчет значения $Q_{н.о}$ по (49) с предварительным экспериментальным определением необходимых для этого составляющих представляет определенные трудности. Учитывая, что $q_{н.о} = \frac{Q_{н.о}}{Q_p} 100$ мало по значению

и уменьшается с увеличением мощности котла, при проектировании котла для определения $q_{н.о}$ пользуются рекомендациями. На рисунке 8 приведена зависимость $q_{н.о}$ от производительности котла. Характер зависимости определяется снижением отношения площади наружной поверхности котла к тепловыделению (производительности) с увеличением мощности котла.

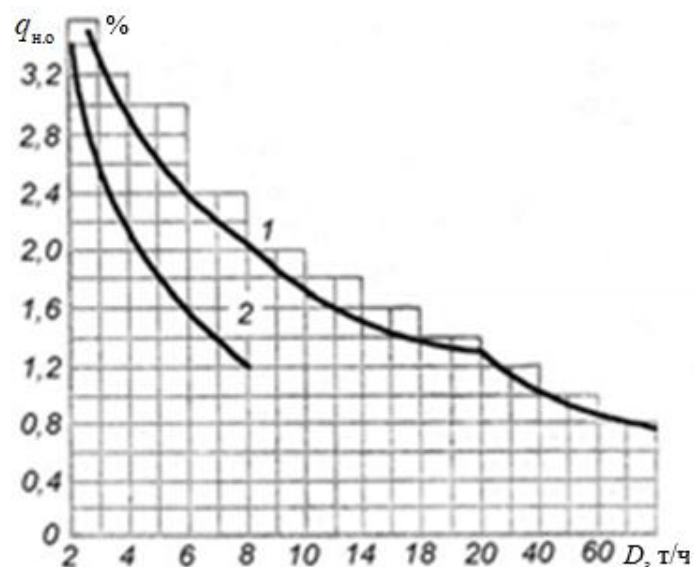


Рисунок 8 – Зависимость потери теплоты от наружного охлаждения от паропроизводительности котла 1 – без хвостовых поверхностей; 2– с хвостовыми поверхностями

Распределение суммарной потери от наружного охлаждения по отдельным газоходам котла (топки, пароперегревателя и т. д.) производится пропорционально количеству теплоты, отдаваемой газами в соответствующих газохода и учитывается введением коэффициента сохранения теплоты:

$$\varphi = 1 - \frac{q_{\text{н.о}}^{\text{ном}}}{\eta_{\text{к}} + q_{\text{н.о}}^{\text{ном}}} \quad (50)$$

Абсолютная потеря теплоты от наружного охлаждения $BQ_{\text{н.о}}$ мало меняется с изменением нагрузки, поэтому относительная потеря изменяется практически обратно пропорционально нагрузке:

$$q_{\text{н.о}} = q_{\text{н.о}}^{\text{ном}} \frac{D_{\text{ном}}}{D} \quad (51)$$

где $q_{\text{н.о}}^{\text{ном}}$, %, – потеря теплоты от наружного охлаждения при номинальной нагрузке $D_{\text{ном}}$, кг/с; $q_{\text{н.о}}$, %, – потеря теплоты от наружного охлаждения при нагрузке D , кг/с.

3.7 Потеря с физической теплотой шлака

Потеря с физической теплотой шлака $Q_{\text{ф.ш}}$ ($q_{\text{ф.ш}}$) возникает потому, что при сжигании твердого топлива удаляемый из топки шлак имеет

высокую температуру. Это относится к топкам с жидким шлакоудалением, для которых $q_{ф.ш} = 1 \div 2 \%$, а также к слоевым топкам.

Потеря теплоты, %, определяется

$$q_{ф.ш} = \frac{Q_{ф.ш}}{Q_p} 100 = \frac{\alpha_{шл} A^p (ct)_{зл}}{Q_p} 100, \% \quad (52)$$

где $\alpha_{шл} = 1 - \alpha_{ун}$; $(ct)_{зл}$ – энтальпия золы, МДж/кг.

Для топок с жидким шлакоудалением температура шлака принимается равной температуре нормального жидкого шлакоудаления $t_{н.ш}$, а при твердом шлакоудалении – равной 600°C .

При камерном сжигании топлива и твердом шлакоудалении потеря $q_{ф.ш}$ учитывается только для топлив с большим содержанием золы $\left(A^n > \frac{Q_H^p}{100} \right)$.

В некоторых случаях в котлах имеются потери теплоты на охлаждение различных элементов, не включенных в циркуляционную систему (например, панелей и балок в слоевых топках). Эту потерю определяют по формуле

$$q_{охл} = \frac{Q_{охл}}{Q_p} 100, \% \quad (52^*)$$

или приближенно

$$q_{охл} = \frac{0,116 H_{охл}}{BQ_{пол}} 100, \% \quad (52^{**})$$

где $H_{охл}$ – площадь лучевоспринимающей поверхности охлаждаемых деталей, обращенная в топку, м^2 ; 0,116 – принимаемая плотность теплового потока на охлаждаемые поверхности, $\text{МВт}/\text{м}^2$; $BQ_{пол}$ – количество теплоты, полезно затраченной в котле, МВт .

3.8 Эксергетический баланс котла

Для оценки эффективности теплотехнических процессов, в том числе и в котлах, все большее применение находят методы, основанные на совместном использовании первого и второго законов термодинамики. Это связано с тем, что обычно применяемая система КПД, базирующаяся на первом законе термодинамики, в соответствии с уравнением теплового баланса учитывает лишь количество теплоты и не рассматривает качество теплоты.

Действительно, одинаковая энтальпия продуктов сгорания, например, $Q = 1000$ МВт, может быть получена при температуре газов $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при температуре $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$, следовательно, при различных количествах газов. Однако ясно, что для практического использования газы, имеющие более высокую температуру, обладают большей ценностью, чем низкотемпературные, несмотря на значительно большее количество последних. По этой же причине окружающая нас среда, обладающая неисчерпаемыми запасами низко-потенциальной теплоты, не имеет практической ценности.

Для термодинамической оценки эффективности котлоагрегата применим метод эксергетических балансов. Под эксергией, как известно, понимают максимальную работу, которая может быть совершена при обратимом переходе какой-либо термодинамической системы из состояния с заданными параметрами в состояние равновесия с окружающей средой.

Работоспособность (эксергия) $L = E_t$ теплоты Q , МВт, при температуре T , К, может быть определена из соотношения, справедливого для обратимого цикла Карно:

$$L = E_t = Q(1 - T_0/T), \quad (53)$$

где T_0 – абсолютная температура окружающей среды, К.

Коэффициент $(1 - T_0/T)$ учитывает качество теплоты при температуре окружающей среды T_0 . При температуре теплоносителя $T = T_0$ эксергия ее равна нулю. Чем выше температура теплоносителя T , тем больше эксергия, тем больше ценность этой теплоты.

Эксергия потока E_m , МВт, при условии, что кинетической и потенциальной энергией можно пренебречь, определяется по формуле,

$$E_m = H - H_0 - T_0(S - S_0), \text{ МВт}, \quad (54)$$

где H и H_0 – энтальпии потока и окружающей среды; S и S_0 – изменение энтропии горячего источника, равное приросту энтропии окружающей среды.

Эксергетический КПД, %, представляет собой отношение полезно усвоенной эксергии к эксергии затраченной и определяется по формуле

$$\eta_{\text{экс}} = \frac{E_{\text{пол}}}{E_{\text{затр}}} = \frac{E_{\text{затр}} - E_{\text{пот}}}{E_{\text{затр}}} \cdot 100\%. \quad (55)$$

Эксергетический баланс применительно к котлоагрегату дает возможность не только оценить качество полезно затраченной теплоты и всех потерь, найденных из теплового баланса, но и выявить потери, которые в тепловом балансе вообще не находят отражения. Такими потерями, в частности, являются потери *из-за необратимости горения топлива, из-за необратимости теплообмена, при смешении.*

Потери эксергии вследствие необратимости процесса горения топлива, МВт, можно определить, исходя из равенства

$$E^{\text{гор}} = E_{\text{топ}} + E_{\text{в}} + E_{\text{п.с}}. \quad (56)$$

где $E_{\text{топ}} = e B$; $E_{\text{в}}$, $E_{\text{п.с}}$ – соответственно эксергии топлива (химическая и физическая), воздуха и продуктов сгорания. Удельная эксергия топлива e близка по значению к теплоте сгорания топлива, $e \approx Q_{\text{н}}^{\text{р}}$, МДж/кг (или МДж/м³).

Эксергия продуктов сгорания определяется для адиабатной температуры. При подогреве воздуха, идущего для горения топлива, потери эксергии от необратимости горения уменьшаются. Это объясняется большим повышением эксергии продуктов сгорания (вследствие повышения температуры горения) по сравнению с повышением эксергии горячего воздуха $E_{\text{в}}$.

Потери эксергии от необратимого теплообмена, МВт, можно определить по формуле

$$E^{\text{т}} = (E_1 - E_2) - (E_3 - E_4) - E_{\text{пот}}^{\text{н.о}}, \quad (57)$$

где E_1 и E_2 – эксергии греющего потока теплоносителя на входе и на выходе рассматриваемого участка; E_3 и E_4 – эксергия нагреваемого потока на выходе и на входе рассматриваемого участка; $E_{\text{пот}}^{\text{н.о}} = Q_{\text{н.о}}(1 - T_0/T)$ – потери эксергии рассматриваемым участком от наружного охлаждения.

Потери эксергии от смешения потоков с различной температурой (T_1 и T_2), что имеет место, например, при подсосе воздуха в котел, можно определить по формуле

$$E^{\text{см}} = E_{T_1} + E_{T_2} - E_{\text{см}}, \quad (58)$$

где E_{T_1} , E_{T_2} – эксергии смешивающихся потоков; $E_{\text{см}}$ – эксергия потока после смешения.

Для примера рассмотрим тепловой и эксергетический балансы для котла паропроизводительностью $D = 230$ т/ч (64 кг/с). Давление пара $p = 10$ МПа, перегрев пара до $t_{\text{п.п}} = 510$ °С, топливо – природный газ с $Q_{\text{н}}^{\text{с}} = 35,8$ МДж/м³. Расход топлива $B = 4,87$ м³/с, температура уходящих газов $\vartheta_{\text{у.г}} = 150$ °С, температура холодного воздуха $t_{\text{х.в}} = 20$ °С.

При определении прихода эксергии с топливом удельная эксергия природного газа принята $e \approx Q_{\text{н}}^{\text{с}}$ МДж/м³. В этом случае эксергия топлива составит

$$E_{\text{топ}} = E_{\text{затр}} = e B = 35,8 \cdot 4,87 = 174,7 \text{ МВт.}$$

Эксергетический баланс котла приведен в таблице 1, где для сравнения дан также его тепловой баланс.

Таблица 1 – Тепловой и эксергетический балансы котлоагрегата

Приход				
Статьи	Теплота		Эксергия	
	МВт	%	МВт	%
Топливо	174,7	100	174,7	100
Итого	174,7	100	174,7	100
Расход				
Статьи	Теплота		Эксергия	
	МВт	%	МВт	%
Передано пару	158,9	90,9	80,5	46,1
Потеря с уходящими газами	12,5	7,2	2,3	1,3
Потеря от химической неполноты сгорания	2,5	1,4	2,6	1,5
Потеря от наружного охлаждения	0,8	0,5	0,6	0,3
Потеря от необратимости горения	-	-	42,3	24,2
Потеря при теплообмене	-	-	42,7	24,5
Потеря с переносом воздуха	-	-	3,7	2,1
Итого	174,7	100	174,7	100

При составлении эксергетического баланса использованы зависимости (53) – (58). Как следует из таблицы 1, эксергетический КПД котла, определяемый отношением полезно использованной эксергии (эксергии пара) и затраченной (эксергия топлива), составляет

$$\eta_{\text{экс}}^{\text{к}} = \frac{E_{\text{пол}}}{E_{\text{затр}}} \cdot 100\% = 46,1\%.$$

Это значительно ниже коэффициента использования теплоты топлива (90,9 %) по тепловому балансу котла. Такой относительно низкий эксергетический КПД котла обусловлен значительными потерями, возникающими в процессе передачи теплоты от топлива, обладающего химической энергией высокого потенциала, к низкопотенциальному.

Значение потери с уходящими газами по эксергетическому балансу составляет 1,3 вместо 7,2 % по тепловому балансу, что объясняется низким температурным потенциалом уходящих газов, а следовательно, и относительно малой их ценностью.

Низкотемпературные потери от наружного охлаждения в эксергетическом и тепловом балансах имеют примерно одинаковые значения (0,3–0,5 %).

Отсутствующие в тепловом балансе котлоагрегата потери от необратимости горения и потери при теплообмене в эксергетическом балансе имеют значения каждая соответственно 24,2 и 24,5 %. Присосы воздуха в котел определяют потери эксергии 2,1 %.

Эксергетический анализ процесса в котлоагрегате указывает,

например, на пути повышения его термодинамической эффективности. Так, повышение температуры подогрева воздуха вызывает повышение температуры горения, что в свою очередь приводит к снижению потери эксергии при горении. Повышение параметров пара приводит к уменьшению потерь от необратимости теплообмена. При этом эксергетический КПД котла увеличится.

4 СЖИГАНИЕ ТОПЛИВ В КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТАХ

Топочное устройство, или *топка*, являясь основным элементом котельного агрегата, предназначена для сжигания топлива с целью выделения заключенного в нем тепла и получения продуктов сгорания с возможно большей температурой. В то же время топка служит теплообменным устройством, в котором происходит теплоотдача излучением из зоны горения на более холодные окружающие поверхности нагрева котла, а также устройством для улавливания и удаления некоторой части очаговых остатков при сжигании твердого топлива.

В общем случае топка представляет собой камеру, в которую подается топливо (твёрдое, жидкое, газообразное) и окислитель, обычно воздух. В топке котлоагрегатов продукты сгорания отдают свою теплоту теплоносителю (воде, пару), циркулирующему по трубам, которые размещаются на стенах камеры. В печных топках теплота дымовых газов используется в рабочем пространстве печи для тепловой обработки материалов (или изделий) либо для отопления.

4.1 Способы сжигания органического топлива

Если за определяющий параметр взять скорость движения воздуха w в относительно скорости движения частиц топлива v_t , то по этому параметру выделяют четыре технологии сжигания топлива (рис. 9).

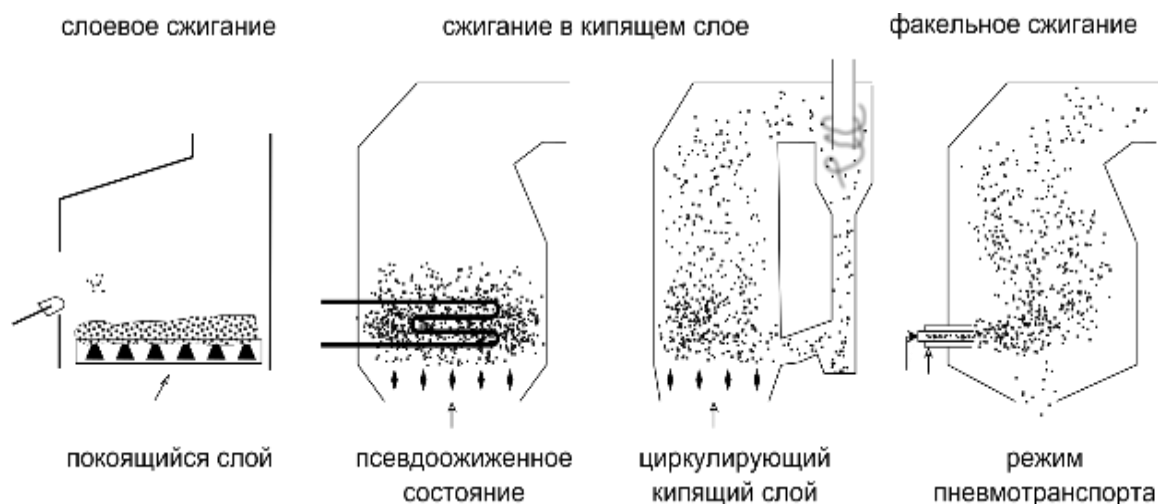


Рисунок 9 – Способы сжигания топлива

1. В плотном фильтрующем слое ($w_b \gg v_T$).

Применяется только для кускового твердого топлива, которое распределяется на колосниковой решетке. Слой топлива продувается воздухом со скоростью, при которой устойчивость слоя не нарушается и процесс горения имеет кислородную и восстановительную зону.

Видимое тепловое напряжение колосниковой решетки составляет $Q_R = 1,1 \dots 1,8 \text{ МВт/м}^2$.

2. В кипящем или псевдооживленном слое ($w_b > v_T$).

При увеличении скорости воздуха динамический напор может достигнуть, а затем и превысить гравитационную силу частиц. Устойчивость слоя нарушится и начнется беспорядочное движение частиц, которые будут подниматься над решеткой, а затем совершать возвратно-поступательное движение вверх и вниз. Скорость потока, при которой нарушается устойчивость слоя, называется критической.

Увеличение ее возможно до скорости витания частиц, когда они выносятся потоком газов из слоя.

Значительная часть воздуха проходит через кипящий слой в виде «пузырей» (газовых объемов), сильно перемешивающих мелкозернистый материал слоя, в результате процесс горения по высоте протекает практически при постоянной температуре, что обеспечивает полноту выгорания топлива.

Для кипящего псевдооживленного слоя характерна скорость воздуха $0,5 \dots 4 \text{ м/с}$, размер частиц топлива $3 \dots 10 \text{ мм}$, высота слоя не более $0,3 \dots 0,5 \text{ м}$. Тепловое напряжение объема топки $Q_V = 3,0 \dots 3,5 \text{ МВт/м}^3$.

В кипящий слой вводят негорючий наполнитель: мелкий кварцевый песок, шамотную крошку и др.

Концентрация топлива в слое не превышает 5 %, что позволяет сжигать любое топливо (твердое, жидкое, газообразное, включая горючие отходы). Негорючий наполнитель в кипящем слое может быть ак-

тивным по отношению к вредным газам, образующимся при горении. Введение наполнителя (известняка, извести или доломита) дает возможность перевести в твердое состояние до 95 % сернистого газа.

3. *В потоке воздуха* ($w_v \approx v_t$) или факельный прямоточный процесс. Частицы топлива оказываются взвешенными в газоздушном потоке и начинают перемещаться вместе с ним, сгорая во время движения в пределах топочного объема. Способ отличается слабой интенсивностью, растянутой зоной горения, резкой неизотермичностью; требуется высокая температура среды в зоне воспламенения и тщательная подготовка топлива (распыливание и предварительное перемешивание с воздухом). Тепловое напряжение объема топки $Q_V \approx 0,5 \text{ МВт/м}^3$.

4. *Циклонное сжигание топлива* ($w_v \leq v_t$). Частица или капля топлива циркулирует по организованному контуру потока столько раз, сколько необходимо для ее полного сгорания. При этом достигается наибольшая скорость сгорания с одновременной интенсификацией массопереноса. Тепловое напряжение объема топки $Q_V \approx 1,3 \text{ МВт/м}^3$.

4.2 Классификация топочных устройств по способу сжигания

4.2.1 Со слоевым сжиганием

Слоевая топка – техническое устройство, предназначенное для сжигания твердого кускового топлива, имеющее форму параллелепипеда, разделенного колосниковой решеткой того или иного типа на две части: собственно, топку и зольник.

Это исторически первый способ сжигания топлива, который много раз совершенствовался (рис. 10).

Сейчас используют топки:

1. С кипящим слоем (КС).
2. С циркулирующим кипящим слоем (ЦКС).

Такая технология сжигания ограничивает единичную мощность котла, поэтому перешли к факельному сжиганию.

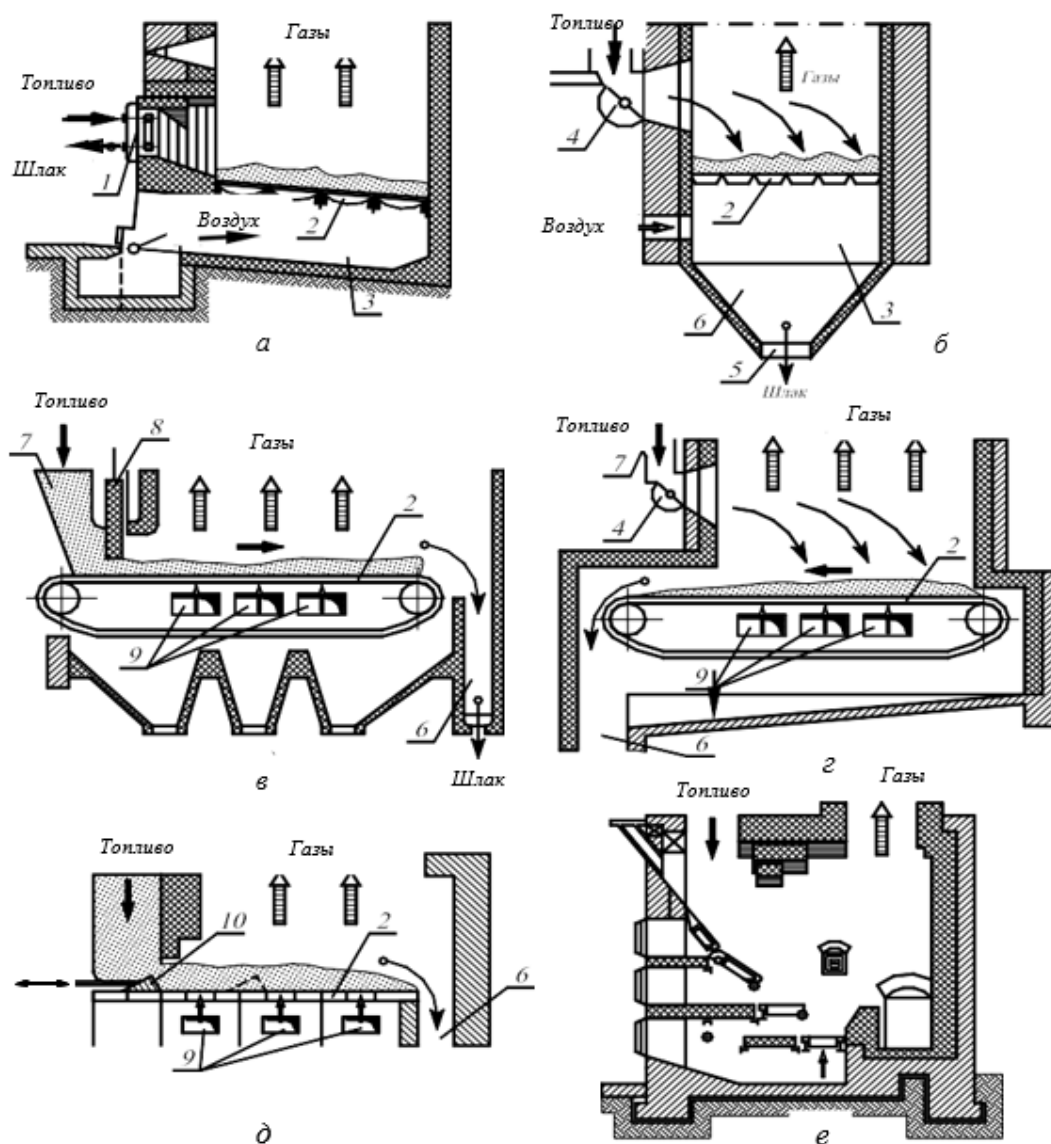


Рисунок 10 – Схемы слоевых топков

- а* – ручная топка; *б* – полумеханическая топка; *в* – механическая топка с движущейся цепной решеткой; *г* – топка с забрасывателями на движущуюся цепную колосниковую решетку; *д* – топка с шурующей планкой; *е* – полумеханическая шахтная топка с наклонной колосниковой решеткой;
- 1 – загрузочное отверстие; 2 – колосниковая решетка; 3 – поддувальное пространство; 4 – забрасыватель; 5 – отверстие для удаления шлака; 6 – шлаковый бункер; 7 – угольный ящик; 8 – регулятор толщины слоя; 9 – зоны для подачи воздуха; 10 – шурующая планка

4.2.2 С факельным (камерным) сжиганием

Камерная топка – техническое устройство, предназначенное для сжигания пылевидного твердого, жидкого или газообразного топлив, имеющее форму параллелепипеда с подом (нижнее ограждение), выпол-

ненным или с уклоном к центру или плоско и имеющее на вертикальных стенах отверстия (амбразуры) для установки горелок или форсунок.

Камерные топки были разработаны в конце 20-х гг. XX в. для сжигания твёрдого топлива в пылевидном состоянии в факельном процессе, что позволило с высокой надёжностью и экономичностью использовать топливо пониженного качества, значительно повысить единичную производительность котлоагрегатов. Топливо перед подачей в факельную топку очищается, измельчается и высушивается в системе пылеприготовления (см. Пылеугольная топка). Факельные топки оказались весьма удобными для сжигания газообразного и жидкого топлива (см. Газовая топка, Мазутная топка), причём газообразное топливо не требует предварительной подготовки, а жидкое должно быть распылено форсунками.

При одинаковой площади поперечного сечения камерных и слоевых топок факельный способ обеспечивает большую тепловую мощность.

Основные преимущества камерных топок заключаются в следующем:

- возможность экономичного использования практически всех сортов угля, в том числе и низкокачественных, которые трудно сжигать в слое;
- хорошее перемешивание топлива с воздухом, что позволяет работать с небольшим избытком воздуха ($\alpha = 1,2 \div 1,25$);
- возможность повышения единичной мощности котельного агрегата;
- относительная простота регулирования режима работы и, следовательно, возможность полной автоматизации топочного процесса.

Разновидностью факельных топок являются вихревые топки.

4.2.3 С вихревым сжиганием

Вихревые (или циклонные) топки получили распространение в 50-х гг. XX в., в них частицы твёрдого топлива (размером до нескольких десятков мм) почти полностью сгорают в камере-предтопке, где создаётся газозводушный вихрь.

Раньше этот способ сжигания считался эффективным, т. к. затраты на измельчение снижались, но сейчас применяется редко из-за сложности конструкции.

4.3 Сжигание твердого топлива

На современных тепловых электрических станциях твердое топливо при сжигании в камерных топках предварительно измельчают и в виде пыли в смеси с воздухом вдувают в топочную камеру, где оно сгорает, находясь в потоке газов во взвешенном состоянии. Для превраще-

ния крупных кусков влажного топлива в пригодную для сжигания сухую угольную пыль твердое топливо подвергают процессу подготовки в системе пылеприготовления, заключающемуся в предварительном грубом дроблении на куски в несколько десятков миллиметров, подсушке и дальнейшем размоле до пылевидного состояния размером частиц в несколько десятков или сотен микрон.

Превращением кускового топлива в угольную пыль достигается многократное увеличение поверхности реагирования. Так, если кусочек угля диаметром 15 мм раздробить на частицы размером 50 мкм, то суммарная площадь поверхности полученных частиц в 300 раз будет больше поверхности исходной частицы. При увеличении поверхности реагирования существенно улучшаются условия сжигания, так как горение топлива является гетерогенным процессом (топливо и окислитель находятся в разных агрегатных состояниях – соответственно в твердом и газообразном), происходящим на поверхности частиц топлива.

Основными преимуществами сжигания твердого топлива в пылевидном состоянии являются следующие:

- возможность сжигания с достаточно высоким КПД любого топлива, включая малореакционные антрациты, а также высоковлажные и высокозольные угли и отходы углеобогащения;
- практически неограниченная по условиям сжигания топлива единичная мощность котла;
- полная механизация топочного процесса, легкость регулирования, возможность полной автоматизации топочного процесса;
- отсутствие подвижных деталей в топке, что повышает эксплуатационную надежность агрегата.

Недостатками сжигания топлива в пылевидном состоянии являются:

- сложность, громоздкость и в большинстве случаев высокая стоимость оборудования пылеприготовления;
- значительный расход электроэнергии на приготовление пыли, например, для антрацита составляющий $25 \div 30 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$;
- низкие ($0,1 \div 0,3 \text{ МВт/м}^3$) объемные плотности тепловыделения в топке при факельном сжигании твердого топлива, что объясняется малой массовой концентрацией топлива в единице объема топки ($20 \div 30 \text{ г/м}^3$), а также неблагоприятными условиями подвода окислителя к поверхности реагирования и отвода продуктов сгорания вследствие низкой относительной скорости горящих частиц в газовоздушном потоке.

4.4 Сжигание жидкого топлива

При организации сжигания жидкого топлива следует учитывать, что горение его происходит в основном в парогазовой фазе. Последнее

связано с тем, что температура кипения жидкого топлива значительно ниже температуры его воспламенения. Поэтому скорость сгорания его будет определяться скоростью испарения с поверхности, а эта поверхность многократно увеличивается при распыливании жидкого топлива на отдельные капли, для чего и применяют специальные устройства – форсунки.

В зависимости от способа распыливания мазута форсунки бывают:

- механические (за счет давления мазута);
- паровые (за счет давления паровой струи);
- паромеханические;
- воздушные высоконапорные или низконапорные;
- ротационные (центробежные).

Основным видом жидкого топлива, применяемым в котлах, является мазут.

В *механических* форсунках распыление осуществляется либо за счет энергии топлива, которая возрастает при продавливании его под значительным давлением через малое отверстие – сопло (рис. 11 а) или при закручивании топлива (создаются центробежные силы) (рис. 11 б), либо за счет энергии вращения элементов самой форсунки (рис. 11 в). Дальнейшее дробление полученных капель происходит под воздействием давления окружающей среды.

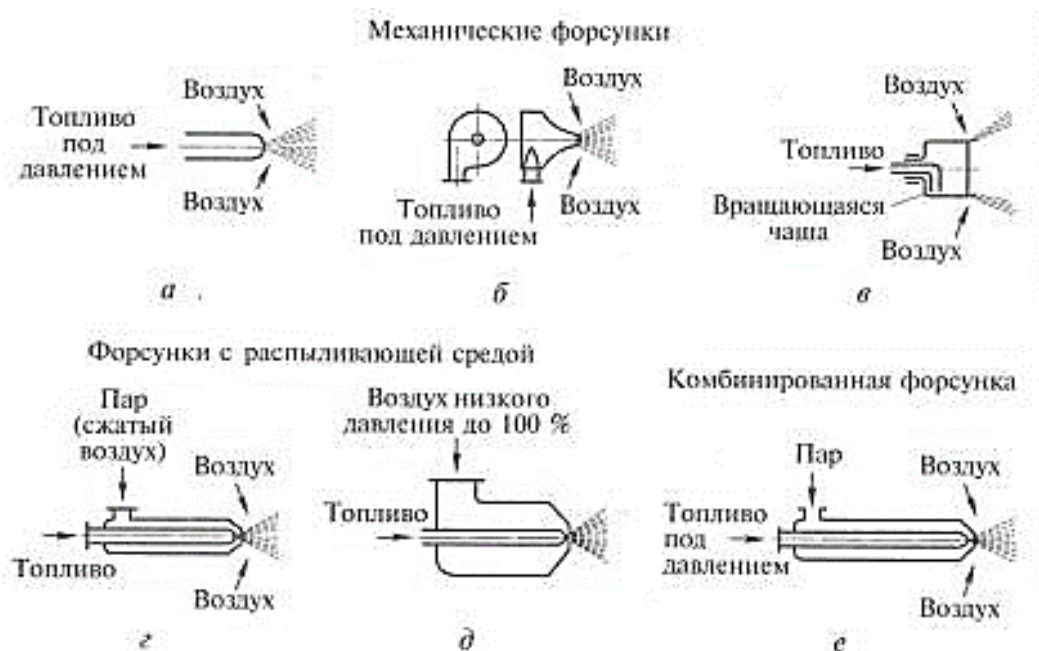


Рисунок 11 – Схемы форсунок для распыливания жидкого топлива
а – прямоструйная, б – центробежная, в – с вращающейся чашей,
г – высокого давления, д – низкого давления, е – комбинированная

В *форсунках с распыливающей средой* распыливание топлива

осуществляется главным образом за счет энергии движущегося с большой скоростью распылителя – пара или воздуха (рис. 11 *г* и *д*). В *комбинированных форсунках* (рис. 11 *е*) распыливание топлива достигается за счет использования как энергии топлива, подаваемого под давлением, так и энергии распыливающей среды.

Дроблению выходящей из форсунки струи топлива способствуют возникающие в ней пульсации (колебания), интенсивность которых зависит от скорости истечения струи. Волновые колебания благоприятствуют распаду струи на отдельные капли.

Механические форсунки. Качество распыливания в механических форсунках зависит в значительной мере от давления мазута, создаваемого насосом. Обычно мазут поступает к форсункам под давлением $2,0 \div 3,5$ МПа. Наличие механических примесей в мазуте и малые выходные отверстия форсунок ($1,5 \div 3,5$ мм) делают необходимой тщательную фильтрацию топлива перед сжиганием.

Для механических форсунок вязкость мазута рекомендуется поддерживать на уровне около $2,5$ °ВУ. Для этого, например, мазут марки 40 подогревают до $90 \div 100$ °С, а мазут марки 100 – до $110 \div 120$ °С. На рисунке 12 приведена конструкция форсунки с механическим распыливанием.

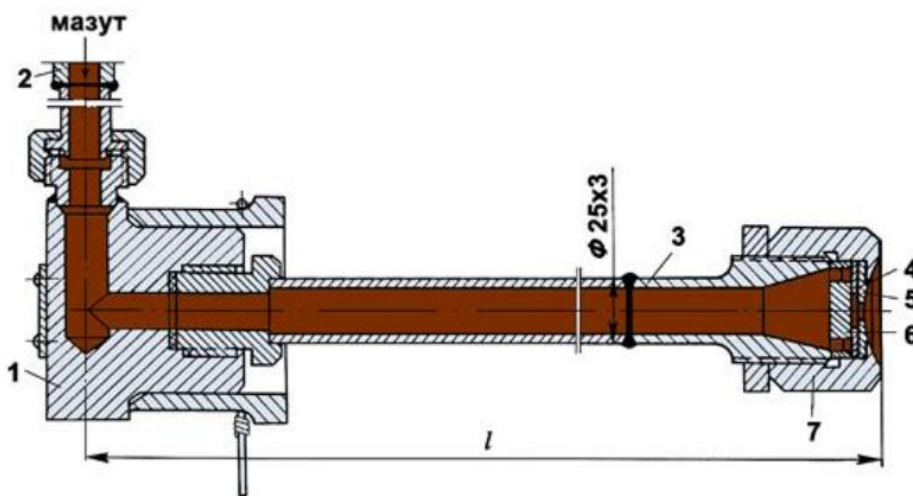


Рисунок 12 – Мазутная форсунка с механическим распыливанием
1 – корпус; 2 – мазутопровод; 3 – ствол; 4 – распыливающая шайба;
5 – дисковый завихритель-распылитель; 6 – распределительный диск;
7 – пустотелая гайка

Производительность механических форсунок регулируют изменением давления мазута перед форсункой.

При снижении давления резко ухудшается качество распыливания, поэтому такие форсунки имеют малый диапазон регулирования. Чтобы не снижать качество распыливания топлива, регулирование мощности при уменьшении нагрузки может осуществляться отклю-

нием части работающих форсунок.

Форсунки с распыливающей средой. Для распыливания мазута форсунками высокого давления применяют пар или компрессорный воздух, а в форсунках низкого давления – вентиляторный воздух. При паровой пульверизации мазута применяют пар давлением $0,5 \div 2,5$ МПа. Удельный расход пара при этом составляет $0,3 \div 0,35$ кг/кг мазута.

Распыливание мазута форсунками высокого давления осуществляют компрессорным воздухом под давлением $0,3 \div 0,6$ МПа при его удельном расходе $0,6 \div 1,0$ кг/кг мазута. Через форсунку в этом случае поступает всего $5 \div 10\%$ воздуха, необходимого для полного сгорания мазута. Остальной воздух подается к корню факела.

В форсунках высокого давления относительная скорость распыливающего агента доходит до 1000 м/с, чем достигается хорошее дробление капелек мазута с получением тонкого распыла. Давление мазута перед форсунками с учетом относительно больших размеров их каналов может быть небольшим. Менее жесткие требования предъявляются и к очистке мазута.

Перед высоконапорными форсунками с паровым или воздушным распылом вязкость мазута должна быть около 6°ВУ , поэтому при работе на мазуте марки 40 рекомендуется поддерживать его температуру не ниже 85°C , а при работе на мазуте марки 100 – не ниже 105°C .

На рисунке 13 приведена паровая форсунка.

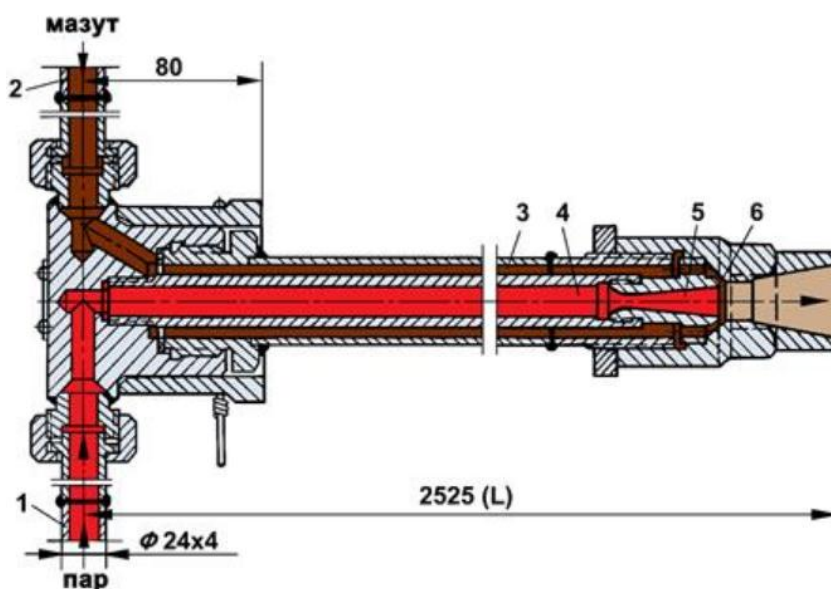


Рисунок 13 – Форсунка паровая

- 1 – паропровод; 2 – мазутопровод; 3 – кольцевой канал для мазута;
4 – внутренний паровой канал; 5 – сопло; 6 – зазор регулируемый

Паровые высоконапорные форсунки характеризуются высоким качеством распыливания и широким диапазоном регулирования. Одна-

ко их работа характеризуется значительным потреблением энергии; на распыливание мазута расходуется до 5 % выработанного котлом пара. Паровое распыливание мазута приводит к потере конденсата, увеличению содержания водяных паров в продуктах сгорания, повышению потерь с уходящими газами, а также к усилению коррозии поверхностей нагрева. Работа таких форсунок отличается повышенным шумом.

В высоконапорных форсунках с воздушным распыливанием мазута воздух не только распыливает топливо, но и интенсифицирует горение.

В форсунках с распыливающей средой низкого давления применяют воздух под давлением $0,002 \div 0,007$ МПа. Через форсунку подают $50 \div 100$ % воздуха, необходимого для сгорания мазута, поэтому такие форсунки имеют относительно большие размеры. Мазут к форсунке поступает под небольшим ($0,03 \div 0,2$ МПа) давлением.

Комбинированные форсунки. В паромеханических комбинированных форсунках устраняется основной недостаток механических форсунок – малый диапазон регулирования производительности. Используемые для этого форсунки при повышенных нагрузках котла работают как механические, а при малых нагрузках (менее 60 %), а также в пусковых режимах в них подают также пар.

Конструкция мазутной паромеханической форсунки приведена на рисунке 14.

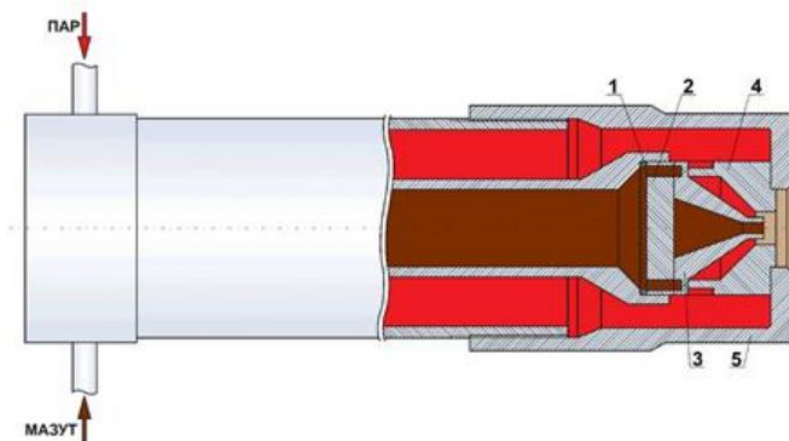


Рисунок 14 – Мазутная форсунка с паромеханическим распыливанием
1 – прокладка; 2 – распределительная шайба; 3 – распылитель;
4 – паровой завихритель; 5 – гайка

Подачу пара в форсунку осуществляют при ее мощности, пониженной до $50 \div 70$ % номинальной, и так как расход пара мал, его подача при всех нагрузках форсунки ведется под давлением $70 \div 200$ кПа.

Мощность форсунки регулируют изменением давления перед ней в диапазоне от 1,3 до 2,5 МПа.

К группе комбинированных форсунок относятся также ротационные форсунки (рис. 15).

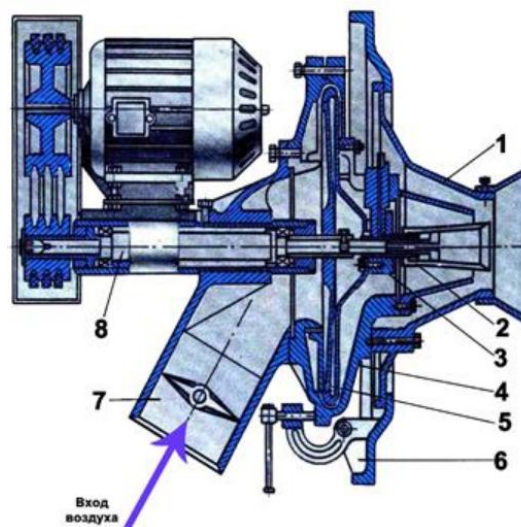


Рисунок 15 – Ротационная форсунка

- 1 – кожух; 2 – распыливающая чаша; 3 – сопло; 4 – корпус;
5 – крыльчатка вентилятора; 6 – кронштейн;
7 – линия подачи воздуха; 8 – вал

Мазут распределяется по внутренней поверхности чаши и в виде тонкой пленки выбрасывается в топочную камеру. Дроблению пленки способствует первичный воздух, поступающий при давлении 0,01 МПа через зазор на выходе из чаши. Воздух подается крыльчаткой вентилятора, закрепленной на вращающемся валу.

Ротационные форсунки не требуют тщательной фильтрации мазута, дают хорошее распыливание и обладают широким диапазоном регулирования производительности ($15 \div 100\%$).

4.5 Сжигание газообразного топлива

Для сжигания газового топлива применяется большое число различных типов горелок, отличающихся как по принципу работы, так и по конструктивному оформлению. Назначением горелки, кроме ввода в топку необходимого для достижения заданной производительности количества газа и воздуха, являются организация смесеобразования и создание у ее устья устойчивого фронта воспламенения для зажигания выходящей из горелки газовой смеси.

По способу организации важнейшего этапа – перемешивания компонентов горения – горелки можно разделить на горелки с внешним

смешением, горелки с полным внутренним смешением и горелки с частным внутренним смешением.

Горелки с внешним и частичным внутренним смешением при сжигании теплоустойчивых газов, содержащих углеводороды, дают растянутый видимый светящийся факел. Более длинный факел характерен для горелок с чисто внешним смешением. Горелки, дающие при работе видимый факел, называются факельными. Горелки с полным внутренним смешением газа и воздуха дают очень короткий невидимый факел. Такие горелки условно называются беспламенными.

Горелки могут классифицироваться и по другим признакам. Так, по способу подачи воздуха горелки делятся на две группы: с принудительной подачей воздуха от вентилятора и с подачей воздуха путем эжектирования его газовой струей или за счет разрежения в топке. В свою очередь горелки с принудительной подачей воздуха от вентилятора (дутьевые горелки) делятся на прямоточные, аксиальные и вихревые. В прямоточных горелках структура факела зависит от формы устья горелки, которая может быть прямоугольной, щелевой или круглой. Вихревые горелки могут быть с простым тангенциальным, с улиточным тангенциальным или аксиальным подводом воздуха.

По способу регулирования крутки потока применяют горелки с изменением сечения входного патрубка или живого сечения лопаточных завихрителей, с изменением угла наклона лопаток, с перепуском части воздушного потока мимо завихрителя. Способ подвода воздуха в дутьевых горелках оказывает решающее влияние на форму факела и угол его раскрытия, размеры зон рециркуляции газов, интенсивности турбулентного перемешивания и т. п.

По давлению газа горелки разделяют на горелки низкого давления (давление газа до 2 кПа) и среднего давления (2 – 70 кПа). Имеются также горелки высокого давления с давлением газа до 0,6 МПа.

Для котлов малой производительности находят применение однопроводные инжекционные горелки частичного (атмосферные горелки) и полного смешения. Инжекционные горелки, работающие на газовом топливе среднего давления, обеспечивают полное перемешивание газа и воздуха в смесителе и сжигание газа при небольших избытках воздуха. Недостатками таких горелок являются значительные их размеры и шум при работе.

Наибольшее применение в котельных агрегатах нашли рассматриваемые далее дутьевые горелки с принудительной подачей воздуха и газа. Конструктивные особенности горелок зависят от характеристик сжигаемого газового топлива и располагаемого напора газа и воздуха.

Диффузионные горелки. В этих горелках газ смешивается с воздухом преимущественно в топке вследствие взаимной диффузии (взаимного проникновения) газа и воздуха на границах вытекающего потока.

Разновидностью диффузионных горелок является подовая горелка

(рис. 16), которая состоит из газового коллектора 2 диаметром $32\div 80$ мм.

Коллектор представляет собой стальную трубу, заглушённую с одной стороны торца, на котором имеются два ряда отверстий диаметром $1\div 3$ мм, просверленных одно относительно другого под углом от 60 до 120° . Газовый коллектор устанавливают в щели 4, выполненной из огнеупорного кирпича, опирающегося на колосниковую решетку 3. Газ через отверстия в коллекторе выходит в щель, равномерно распределяясь по ее длине. Воздух для горения поступает в ту же щель через колосниковую решетку за счет разрежения в топке или принудительно при включении вентилятора. В процессе работы футерованная щель разогревается, обеспечивая стабилизацию пламени на всех режимах работы горелки.

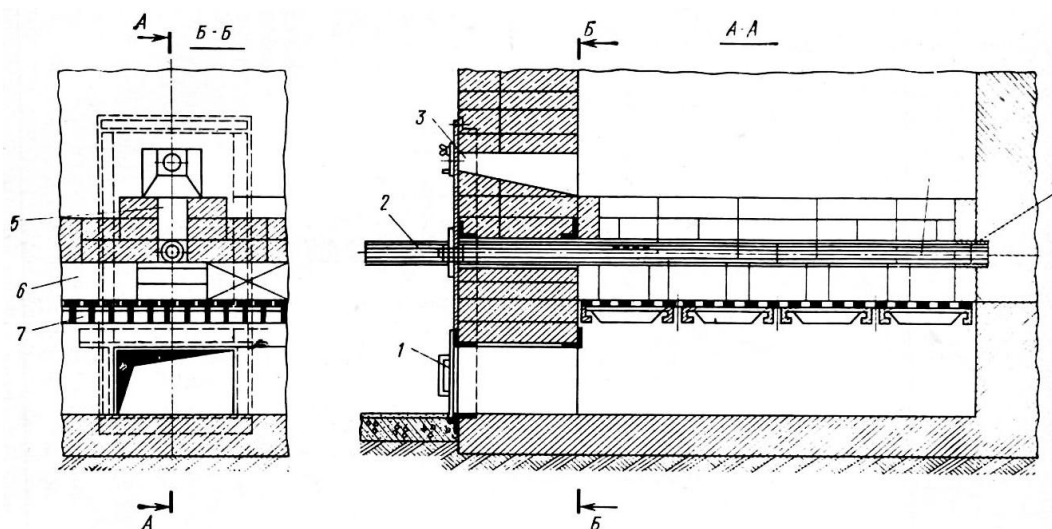


Рисунок 16 – Подовая горелка

1 – смотровое окно; 2 – газовый коллектор; 3 – колосниковая решетка;
4 – щель; 5 – огнеупорный кирпич

Подовые горелки могут работать при низком и среднем давлении газа, их используют в секционных котлах, котлах ТВГ, КВ-Г, ДКВР.

Инжекционные горелки низкого и среднего давления. Газовая инжекционная горелка низкого давления, показанная на рисунке 17, по принципу организации смешения газа с воздухом относится к горелкам с частичным предварительным смешением.

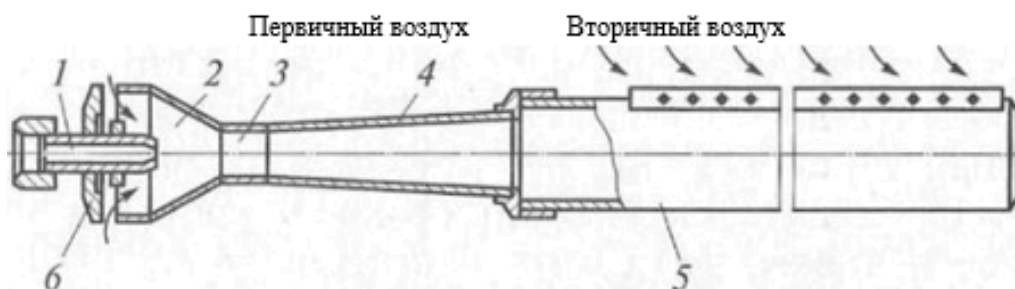


Рисунок 17 – Инжекционная горелка низкого давления
1 – сопло; 2 – конфузор; 3 – горловина; 4 – диффузор; 5 – огневая насадка; 6 – регулятор первичного воздуха

Подаваемая под давлением струя газа истекает с большой скоростью из сопла 1 в конфузор 2 и за счет своей энергии захватывает воздух в конфузоре, увлекая его внутрь горелки. Конфузор входит в состав смесителя наряду с горловиной 3 и диффузором 4. В смесителе происходит образование газозвушной смеси. Разрежение, создаваемое инжектором, с увеличением давления газа будет возрастать, при этом изменяется и количество подсасываемого первичного воздуха (от 30 до 70 %), необходимого для полного сгорания газа. Содержание воздуха, поступающего в горелку, можно изменять при помощи регулятора первичного воздуха 6, представляющего собой шайбу, укрепленную на резьбе. При вращении регулятора изменяется расстояние между шайбой и конфузором, и таким образом регулируется расход воздуха.

Для полного сгорания топлива необходимо обеспечить дополнительное поступление части воздуха за счет разрежения в топке. Регулирование расхода этого воздуха, называемого вторичным, возможно путем изменения разрежения в топке.

Инжекционные горелки низкого давления выполняются с огневыми насадками 5 разной формы. Инжекционные горелки обладают свойством саморегулирования, когда естественным образом обеспечивается постоянство соотношения содержаний газа, поступающего в горелку, и подсасываемого горелкой первичного воздуха. В этом случае если подача воздуха в горелку при помощи шайбы будет отрегулирована по цвету пламени или показанию газоанализатора на полное сгорание газа, т. е. если горелка работает спокойно без шума, то для изменения ее нагрузки достаточно увеличить или уменьшить только подачу газа, не меняя положения воздушной шайбы.

Изменяя режим работы горелки, необходимо следить за устойчивостью пламени, так как характер горения газа зависит не только от расхода подаваемого в горелку первичного воздуха, но и от доли вторичного воздуха, поступающего в топку, и от изменения тяги.

Инжекционная горелка ИГК среднего давления конструкции

Ф. Ф. Казанцева (рис. 18) относится к горелкам с полным предварительным смешением и устойчиво работает при давлении газа $2 \div 60$ кПа ($200 \div 6000$ мм вод. ст.).

Газ, поступающий в горелку через газовое сопло 4, инжектирует (вбрасывает) воздух и в смесителе 2, состоящем из конфузора, горловины и диффузора, осуществляется полное перемешивание газа с воздухом.

Размещенный в конце диффузора пластинчатый стабилизатор 1 обеспечивает устойчивую работу горелок без отрыва и проскока пламени в широком диапазоне нагрузок. Стабилизатор состоит из тонких стальных пластин, расположенных на расстоянии примерно 1,5 мм одна от другой. Пластины стабилизатора стянуты между собой стальными стержнями, которые на пути движения газовой смеси создают зону обратных токов горячих продуктов сгорания и обеспечивают тем самым непрерывное поджигание газовой смеси. Фронт пламени удерживается на определенном расстоянии от устья горелки.

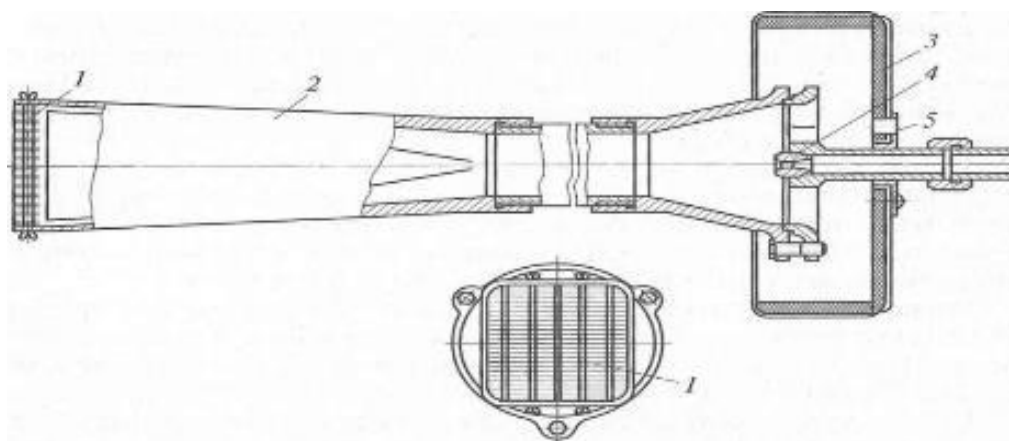


Рисунок 18 – Инжекционная горелка ИГК среднего давления конструкции Ф. Ф. Казанцева:

1 – пластинчатый стабилизатор горения; 2 – смеситель, 3 – регулятор подачи воздуха; 4 – газовое сопло; 5 – гляделка

Изменение расхода воздуха достигается с помощью регулятора 3. На внутренней поверхности регулятора подачи воздуха крепится (наклеивается) шумопоглощающий материал. В регуляторе выполнено смотровое окно – гляделка 5 – для наблюдения за целостностью стабилизатора.

Благодаря хорошему перемешиванию газа с воздухом инжекционные горелки работают с малосветящимся факелом и обеспечивают полное сгорание газа при малом коэффициенте расхода воздуха в горелке $\alpha = 1,05$.

К преимуществам инжекционных горелок относятся:

- простота конструкции;
- устойчивая работа горелки при изменении нагрузок;
- надежность и простота обслуживания;
- отсутствие специального устройства для подачи воздуха (т. е. отсутствие вентилятора, электродвигателя для привода вентилятора, расхода электроэнергии, воздухопроводов к горелкам);
- саморегулирование, т. е. поддержание постоянного соотношения расхода газ – воздух.

Недостатками инжекционных горелок являются:

- значительные габариты горелок по длине, особенно при увеличении производительности. Так, например, горелка ИГК-250-00 номинальной производительностью $135 \text{ м}^3/\text{ч}$ имеет длину около 2 м;
- высокий уровень шума у инжекционных горелок среднего давления при истечении газовой струи и инжектировании воздуха;
- зависимость поступления вторичного воздуха от разрежения в топке (для инжекционных горелок низкого давления), плохие условия смесеобразования в топке, приводящие к необходимости для обеспечения полного сгорания существенно увеличивать общий коэффициент расхода воздуха до $\alpha = 1,3 \div 1,5$ и даже выше.

Горелки с принудительной подачей воздуха. У большинства горелок с принудительной подачей воздуха процесс образования газоздушной смеси начинается в самой горелке и завершается в топке. Воздух, необходимый для сгорания газа, подается с помощью вентилятора. Подача газа и воздуха осуществляется по отдельным трубам, поэтому такие горелки часто называют двухпроводными и смесительными. Работают они на газе низкого и среднего давления. Для лучшего перемешивания в них чаще всего предусмотрен выход газа через многочисленные отверстия, направленные под углом к потоку воздуха. При этом различают горелки с центральной подачей газа, если его поток направлен от центра к периферии, и горелки с периферийной подачей газа, если поток направлен от периферии к центру горелки.

Во многих конструкциях горелок для улучшения смешения воздуха придают вращательное движение, для чего используют завихрители с постоянным и регулируемым углом установки лопаток или организуют тангенциальный ввод воздуха в горелку цилиндрической формы.

Горелки работают на горячем воздухе с его подогревом за счет использования теплоты отходящих газов. На ряде горелок с принудительной подачей воздуха имеется возможность регулирования длины и светимости факела. На котлах малой и средней мощности устанавливают горелки типов ГА, ГГВ, Г-1,0 и др.

Горелка ГА приведена на рисунке 19. Газ под низким или средним давлением подается в распределительную камеру 2, из которой он поступает в газовые трубки 3. На концы трубок накручены конические го-

ловки 6, в которых просверлены отверстия для выхода газа под углом к потоку воздуха. Конические головки имеют ребра, предназначенные для закручивания воздуха перед его смешиванием с газом.

Расположенная в центре горелки трубка предназначена для наблюдения за процессом горения. В случае сжигания мазута эту трубку используют для установки форсунки. Свободные пространства между головками трубок в устье горелки уплотняют футеровкой 4 из жароупорного бетона. Это предохраняет горелку от перегрева и обеспечивает поступление воздуха только к газораспределительным головкам.

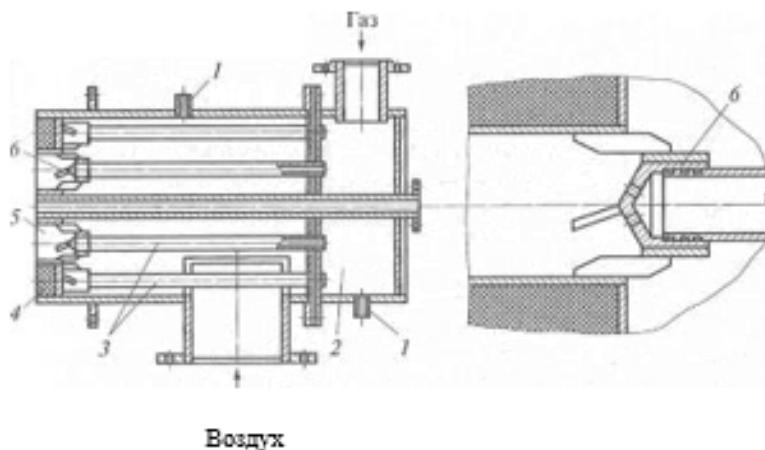


Рисунок 19 – Горелка ГА с принудительной подачей воздуха:

- 1 – штуцеры для измерения давления газа и воздуха;
- 2 – распределительная камера; 3 – газовые трубки;
- 4 – огнеупорная футеровка; 5 – смесительная камера;
- 6 – головка с направляющими ребрами для закручивания воздуха

Горелка газовая вихревая ГГВ приведена на рисунке 20. Газ из газового коллектора 2 истекает через отверстия, просверленные в один ряд, и под углом 90° поступает в поток воздуха, закрученный с помощью лопаток завихрителя 4. Лопатки приварены под углом 45° к наружной поверхности газового коллектора. Внутри газового коллектора расположена труба для наблюдения за процессом горения при работе на газовом топливе. При работе на мазуте в нее устанавливают паромеханическую форсунку.

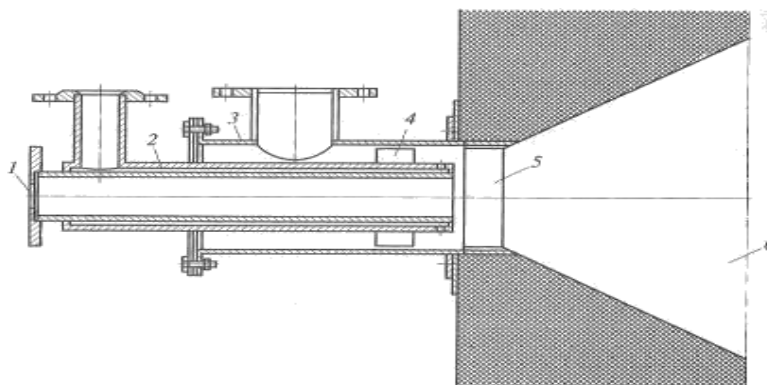


Рисунок 20 – Горелка газовая вихревая ГВ:

1 – смотровое окно, 2 – газовый коллектор, 3 – корпус горелки, 4 – лопаточный завихритель, 5 – устье горелки, 6 – конический туннель

На рисунке 21 показана горелка для природного газа производительностью до $750 \text{ м}^3/\text{ч}$. Газ поступает в центральный трубопровод 4 горелки и попадает в камеру смешения 1 через ряд мелких отверстий в конусной насадке 2, установленной на выходе из трубопровода подачи газа. Воздух по трубопроводу 5 поступает в камеру смешения по межтрубному пространству, приобретая вращательное движение в результате тангенциального подвода к горелке при одновременном воздействии направляющих лопаток 3.

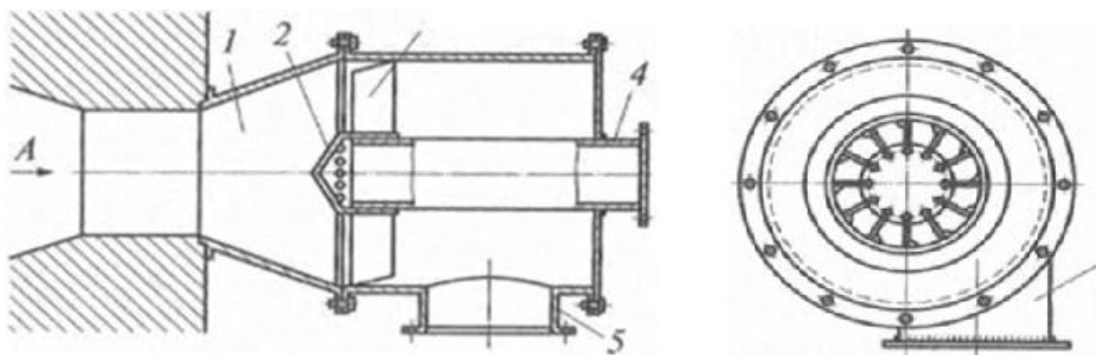


Рисунок 21 – Горелка для природного газа:

1 – камера смешения; 2 – конусная насадка; 3 – направляющие лопатки; 4 – трубопровод для подачи газа; 5 – трубопровод для подвода воздуха

Комбинированные горелки. В газомазутных ГМГ комбинированных горелках отдельно или совместно сжигается жидкое и газообразное топливо. Горелка ГМГ (рис. 22.) состоит из трех вставленных одна в другую камер. Газ поступает в среднюю узкую камеру и выходит через один или два ряда отверстий 4, расположенных по окружности. В центре горелки размещена паромеханическая форсунка, включаемая при работе на мазуте.

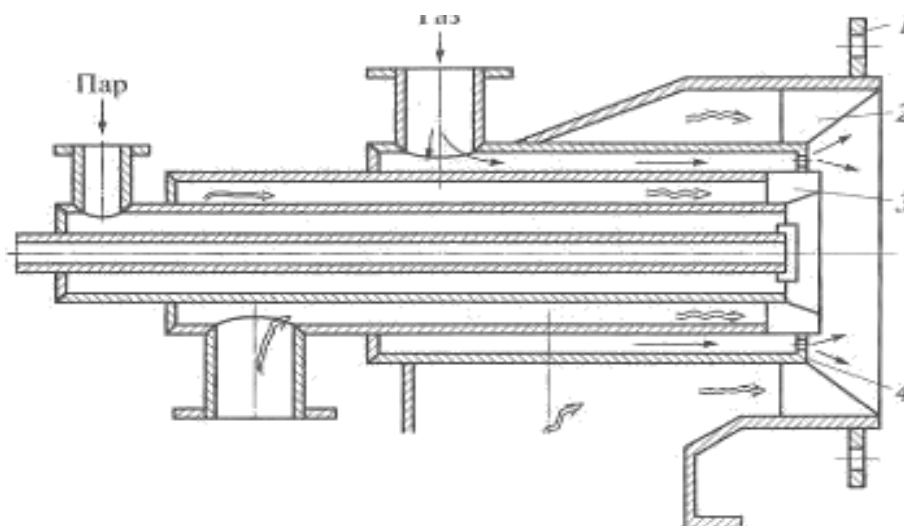


Рисунок 22 – Газомазутная горелка типа ГМГ:
1 – монтажная плита, 2, 3 – завихритель вторичного и первичного воздуха, 4 – газовыходные отверстия

Необходимый для горения воздух поступает в горелку двумя потоками. Небольшая его доля (примерно 15 %) проходит через завихритель 3, состоящий из лопаток, установленных под углом непосредственно к корню факела. Этот воздух, называемый первичным, способствует улучшению перемешивания с газом особенно при малых тепловых нагрузках котла. Основной поток воздуха, называемый вторичным, также проходит через завихритель 2 и закрученным потоком поступает к месту горения.

В последнее время выпускаются модернизированные горелки ГМГМ, в которых несколько изменены паромеханическая форсунка, а также завихрители первичного и вторичного воздуха. В них газ выходит через отверстия, расположенные в один ряд по ходу воздуха и в два ряда под углом 90° к потоку воздуха, что дает хорошее перемешивание газа с воздухом. Горелки ГМГМ обеспечивают полное сгорание газа при $a = 1,05$.

5 ТИПЫ КОНСТРУКЦИЙ ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

5.1 Паровые котлы

Существуют два основных типа паровых котлов:

- газотрубные;
- водотрубные.

Все котлы (жаротрубные, дымогарные и дымогарно-жаротрубные), в которых высокотемпературные газы проходят внутри жаровых и дымогарных труб, отдавая тепло воде, окружающей трубы, называются газотрубными. В водотрубных котлах по трубам протекает нагреваемая вода, а топочные газы омывают трубы снаружи. Газотрубные котлы опираются на боковые стенки топки, тогда как водотрубные обычно крепятся к каркасу котла или здания.

5.1.1 Газотрубные котлы

В современной теплоэнергетике применение газотрубных котлов ограничивается тепловой мощностью около 360 кВт и рабочим давлением около 1 МПа (рис. 23). Дело в том, что при проектировании сосуда высокого давления, каким является котел, толщина стенки определяется заданными значениями диаметра, рабочего давления и температуры. При превышении же указанных предельных параметров требуемая толщина стенки оказывается неприемлемо большой. Кроме того, необходимо учитывать требования безопасности, так как взрыв крупного парового котла, сопровождающийся мгновенным выбросом больших объемов пара, может привести к катастрофе. При современном уровне техники и существующих требованиях к безопасности газотрубные котлы можно считать устаревшими, хотя пока еще находятся в эксплуатации многие тысячи таких котлов тепловой мощностью до 700 кВт, обслуживающих промышленные предприятия и жилые здания.

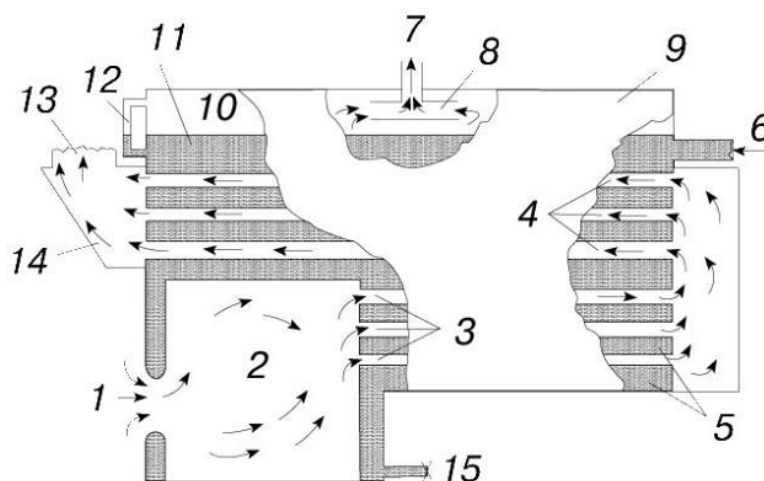


Рисунок 23 – Горизонтальный оборотный дымогарный газотрубный паровой котел:

1 – подвод топлива и воздуха; 2 – топочная камера; 3 – дымогарные трубы прямого прохода; 4 – дымогарные трубы обратного прохода; 5 – задняя трубная решетка; 6 – вход воды; 7 – выход пара; 8 – сепаратор пара; 9 – барабан; 10 – пар; 11 – вода; 12 – водомерное стекло; 13 – дымоход к дымовой трубе; 14 – дымовой короб; 15 – слив

5.1.2 Водотрубные котлы

Водотрубный котел был разработан в связи с непрерывно растущими требованиями повышения паропроизводительности и давления пара. Дело в том, что, когда пар и вода повышенного давления находятся в трубе не очень большого диаметра, требования к толщине стенки оказываются умеренными и легко выполнимыми. Водотрубные паровые котлы по конструкции значительно сложнее газотрубных. Однако они быстро разогреваются, практически безопасны в отношении взрыва, легко регулируются в соответствии с изменениями нагрузки, просты в транспортировке, легко перестраиваемы в проектных решениях и допускают значительную перегрузку. Недостатком водотрубного котла является то, что в его конструкции много агрегатов и узлов, соединения которых не должны допускать протечек при высоких давлениях и температурах. Кроме того, к агрегатам такого котла, работающим под давлением, затруднен доступ при ремонте. Водотрубный котел состоит из пучков труб, присоединенных своими концами к барабану (или барабанам) умеренного диаметра, причем вся система монтируется над топочной камерой и заключается в наружный кожух. Направляющие перегородки заставляют топочные газы несколько раз проходить через трубные пучки, благодаря чему обеспечивается более полная теплоотдача. Барабаны (разной конструкции) служат резервуарами воды и пара; их диаметр выбирается минимальным во избежание трудностей, характерных для газотрубных котлов (см. выше). Водотрубные котлы бывают

следующих типов: горизонтальные с продольным или поперечным барабаном, вертикальные с одним или несколькими паровыми барабанами, радиационные, вертикальные с вертикальным или поперечным барабаном и комбинации перечисленных вариантов, в некоторых случаях с принудительной циркуляцией.

К группе водотрубных паровых котлов относятся котлы типа Е(ДЕ)4÷10-14ГМ, предназначенные для выработки насыщенного пара с разрешенным давлением до 14 атм и паропроизводительностью 4,0; 6,5 и 10 т/ч. При установке пароперегревателя возможна выработка перегретого пара с температурой перегрева 225°С. Выпускаются Бийским котельным заводом.

Состоят из двух барабанов: верхнего и нижнего с внутренним диаметром 1000 мм и толщиной стенок 13 мм. Длина цилиндрической части обоих барабанов каждого типоразмера одинакова. Барабаны – стальные цилиндрические сосуды, сварные. Оба барабана спереди и сзади имеют люки для осмотров и ремонтов. Внутри верхнего барабана имеются паросепарирующее и водораспределительное устройства. Внутри нижнего барабана имеется труба непрерывной продувки и труба подачи пара для равномерного разогрева при пуске котла.

Барабаны между собой соединяются пакетом конвективных труб (рис. 24). Топка расположена с правой стороны от вертикальной оси барабанов и ограждена четырьмя экранами: передним, задним и двумя боковыми. Передний и задний экраны имеют верхний и нижний коллекторы. Правый боковой экран закрывает также и потолок топки. Левый боковой экран – ширмовый. Он отделяет топку от конвективной части и выполнен из экранных труб, плотно поставленных и сваренных между собой. В конце топки трубы ширмового экрана расположены редко и между ними оставлены щели для прохода дымовых газов.

Конвективные и экранные трубы стандартные с наружным диаметром 51 мм и толщиной стенки 2,5 мм. В коллекторы они ввариваются, а в барабаны вальцуются.

Внутри конвективной части имеется одна продольная перегородка из жаропрочной стали, выполненная ступенчато, для поддержания необходимых скоростей движения дымовых газов. Для очистки конвективных труб от сажи при работе котлов на жидком топливе имеются обдувочные аппараты.

У котлов Е-(ДЕ)-4 и 6,5-14ГМ он один, а у котлов Е-(ДЕ)-10-14ГМ их два. На передней стенке топки расположена одна газомазутная горелка. Обмуровка котлов облегченная. Для герметичности снаружи котлы обшиваются листовой сталью толщиной 2 мм. Нижним барабаном котлы опираются на стальную раму, а рама – на фундамент.

К водотрубным паровым котлам средней мощности относятся однобарабанные с естественной циркуляцией газомазутные котлы паро-

производительностью 35, 50 и 75 т/ч, изготавливаемые Белгородским котельным заводом. Отличительной особенностью котлоагрегатов являются: частичная унификация по топливу, конструктивным узлам и элементам, плотное экранирование топочной камеры, блочность конструкции и облегченная обмуровка.

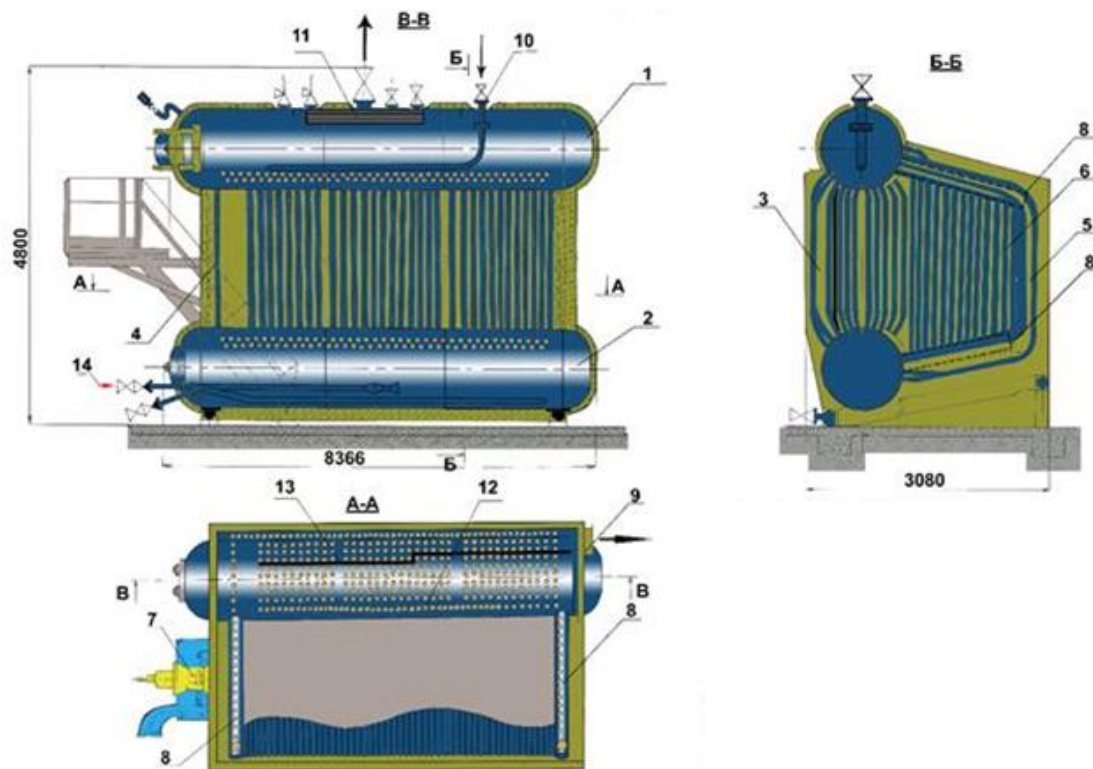


Рис. 24 – Паровой котел Е(ДЕ)-4÷10-14ГМ:

- 1 – верхний барабан; 2 – нижний барабан; 3 – конвективный пакет;
- 4 – фронтальный экран; 5 – боковой экран; 6 – задний экран;
- 7 – газомазутная горелка; 8 – коллекторы; 9 – выход дымовых газов;
- 10 – ввод питательной воды; 11 – паросепарирующее устройство;
- 12 – ширмовый экран; 13 – перегородка; 14 – пар

Газомазутные котлы характеризуются более высокими теплонпряжениями топочного объема, чем пылеугольные, допускают более высокую температуру дымовых газов на выходе из топки, которая для пылеугольных котлов выбирается по условиям размягчения золы. Сжигание топлива происходит со значительно меньшими избытками воздуха, уровень их по газовому тракту котлоагрегатов также значительно ниже, чем у пылеугольных вариантов этих же котлов. Газомазутные котлы отличаются широкими возможностями автоматического регулирования процессов горения.

Топочная камера котла БКЗ-75-39ГМА (рис. 25) с размерами в плане 5140×5900 мм полностью экранирована трубами 60×3 мм. Задний экран топки в верхней части образует фестон для прохода дымовых га-

зов в поворотный газоход, а в нижней части топки образует слабо-наклоненный под. Топка котла оборудована шестью газомазутными улиточными горелками, расположенными в два яруса.

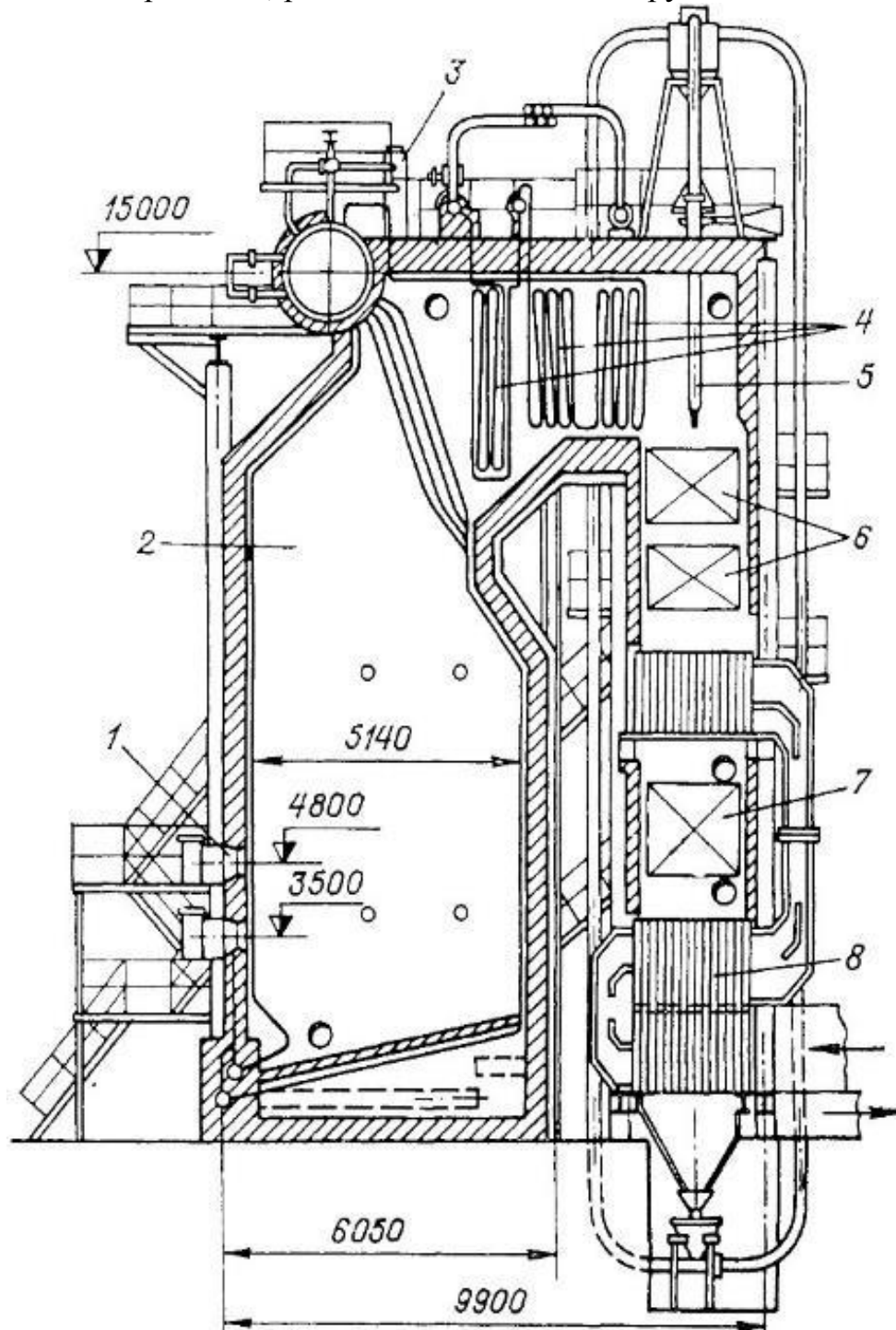


Рисунок 25 – Газомазутный котлоагрегат БКЗ-75-39ГМА:

- 1 – горелка; 2 – топка; 3 – выносной циклон; 4 – пароперегреватель;
- 5 – дробеструйная установка; 6 – выходные пакеты экономайзера;
- 7 – входной пакет экономайзера; 8 – воздухоподогреватель трубчатый

Схема циркуляции в котле двухступенчатая с двумя ступенями

испарения: барабан (1580×40 мм) с внутрибарабанными циклонами и два выносных циклона (377×10). Пароперегреватель котла – конвективный, двухступенчатый из труб 42×4,5 и 38×3, расположенных в шахматном порядке в поворотном газоходе котла. Схема движения пара следующая: барабан – потолочные трубы поворотного газохода – два пакета первой ступени пароперегревателя – впрыскивающий пароохладитель – выходной пакет пароперегревателя.

Водяной экономайзер котла – кипящего типа, состоит из трех пакетов труб 32×3 мм, расположенных в шахматном порядке. Воздухоподогреватель котла – трубчатый (из труб 40×1,5 мм), вертикальный, расположен в опускном газоходе в рассечке первого пакета (входного) экономайзера. Для очистки конвективных поверхностей нагрева от сажи и золовых отложений применена дробеочистка. Для снижения низкотемпературной коррозии входных пакетов воздухоподогревателя применяется предварительный подогрев воздуха в паровых калориферах.

5.2 Водогрейные котлы

Водогрейный котел – это устройство, предназначенное для нагрева воды за счет сжигания топлива или использования электрической энергии.

Водогрейные котлы унифицированы по теплопроизводительности на восемь типов: 4,65; 7,55; 11,63; 23,26; 35; 58,1; 116,3 и 209,3 МВт. Котлы теплопроизводительностью ниже 35 МВт предназначены для работы только в одном режиме (основном). Котлы теплопроизводительностью 35 МВт и выше допускают возможность работы как в основном, так и в пиковом режимах, т. е. в период максимального теплопотребления при наиболее низких температурах наружного воздуха.

Для котлов теплопроизводительностью до 35 МВт температура воды на выходе принимается 432 К, а давление воды на входе в котел – 1,6 МПа. Для котлов теплопроизводительностью 30 Гкал/ч и выше максимальная температура воды на выходе принимается 450–470 К, а давление воды на входе – 2,5 МПа.

Аналогично паровым котлам существуют два типа водогрейных котлов:

- Водотрубный водогрейный котел – водогрейный котел, в котором вода движется внутри труб поверхностей нагрева, а продукты сгорания топлива снаружи труб.
- Газотрубный водогрейный котел – водогрейный котел, в котором продукты сгорания топлива проходят внутри труб поверхностей нагрева, а вода снаружи труб.

Различают жаротрубные, дымогарные и жаротрубно-дымогарные

водогрейные котлы.

К водотрубным водогрейным котлам относятся котлы типа КВ-ГМ11,63÷35-150 (рис. 26), предназначенные для получения горячей воды с температурой 150 °С, используемой в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения, а также для технологических целей.

Котлы теплопроизводительностью 11,63; 23,26; 35 МВт/час имеют единый профиль и отличаются лишь глубинами топочной камеры и конвективной шахты. Топочная камера, имеющая горизонтальную компоновку, экранирована трубами Ø60х3 с шагом 64 мм., входящими в коллекторы Ø219х10 мм. Конфигурация камеры в поперечном разрезе имеет профиль железнодорожного габарита. Конвективная поверхность нагрева расположена в вертикальной, полностью экранированной шахте и набирается из U-образных ширм из труб Ø28х3 с шагом S1 = 64мм. и S2 = 40 мм.

Горелка типа РГМГ (либо ПГМГ), устанавливается на воздушном коробе котла, который крепится на фронтном экране к вертикальным коллекторам. Несущий каркас у котлов отсутствует. Блоки котла – топочный и конвективный – имеют опоры, приваренные к нижним коллекторам. Опоры, расположенные на стыке конвективного блока и топочной камеры, неподвижны. Котлы имеют облегченную натрубную обмуровку.

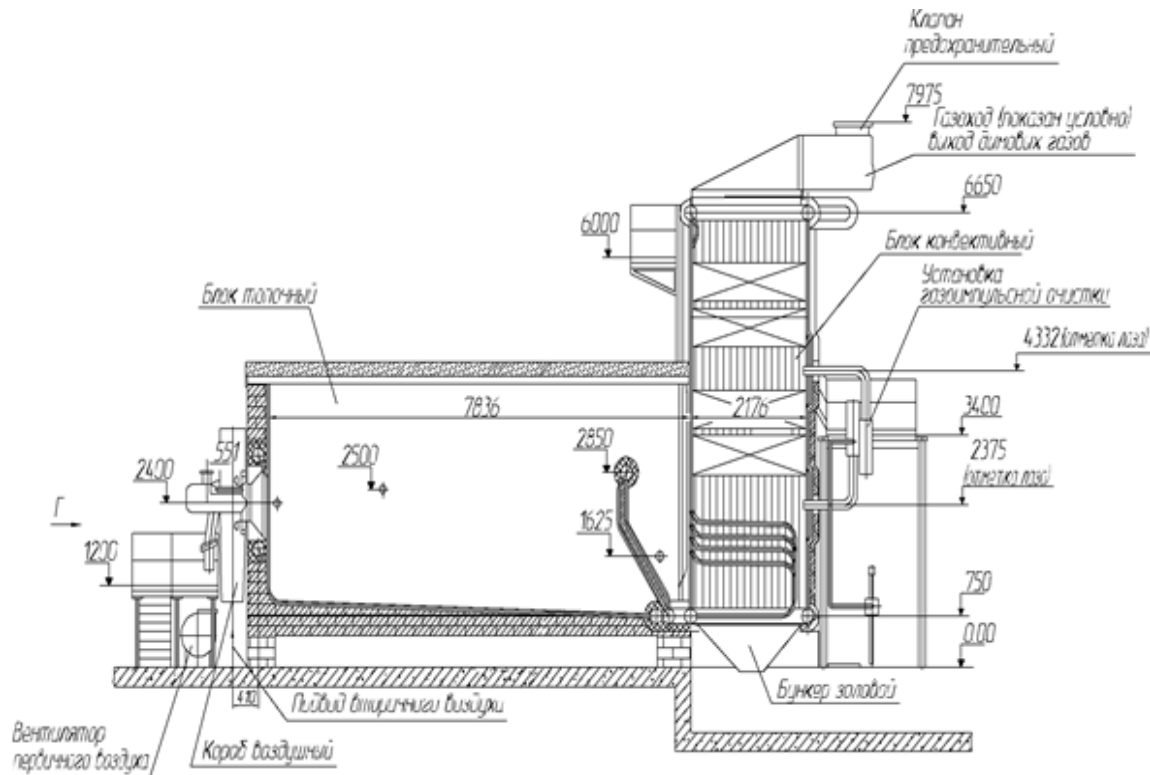


Рисунок 26 – Водогрейные котлы КВ-ГМ-11,63÷35-150

Схема газотрубного котла ВА-12000 теплопроизводительностью 12000 Вт изображена на рисунке 27.

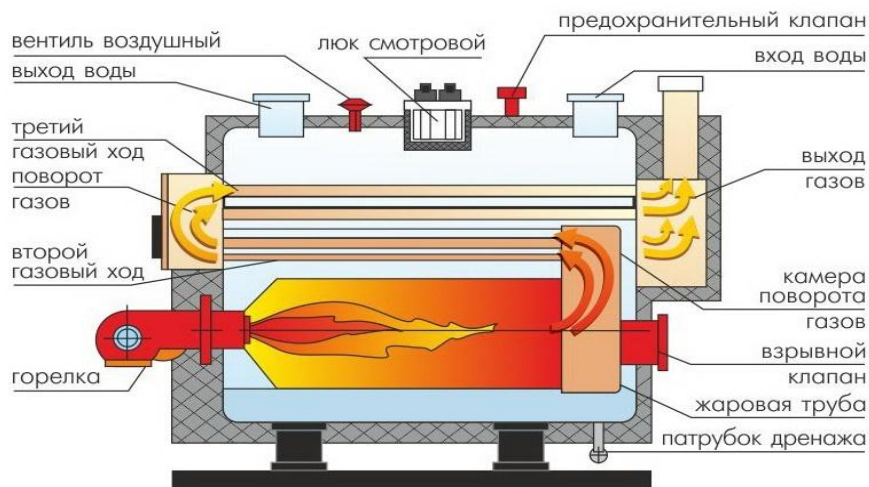


Рисунок 27 – Газотрубный водогрейный котел ВА-12000 (Белкотломаш)

Преимущества конструкции жаротрубных (и дымогарных) котлов перед водотрубными:

- меньшие габариты;
- простота очистки поверхностей нагрева от сажевых отложений;
- больший диапазон возможного регулирования снимаемой мощности;
- меньшее гидравлическое сопротивление (а значит и меньшие затраты на насосы и электроэнергию);
- высокая ремонтопригодность.

Но в конструкции жаротрубных котлов есть свои недостатки:

1. При неграмотном подходе со стороны проектировщиков и эксплуатационных служб в первые же годы могут возникнуть проблемы в виде вздутий, трещин и течи теплообменника.

2. Для предотвращения кипения в водотрубных котлах конструкцией уже предусмотрена скорость воды у поверхности нагрева не менее 1 м/с. А вот у жаротрубного без специальных технических решений она настолько мала, что осадок частиц практически неизбежен. То есть водоподготовка таких котельных сама по себе не решает задачи устойчивости работы. На дне теплообменника при отсутствии защиты его футеровочным сводом образуются вздутия из-за шлама и накипи.

3. На трубной доске при недостаточном теплообмене из-за нарушения правильной циркуляции дымовые газы создают локальный перегрев и в сварных швах появляются трещины, которые в дальнейшем только увеличиваются.

5.3 Котлы-утилизаторы

В зависимости от роли котлоагрегатов в основном технологическом процессе различают котлы-утилизаторы и котлы энерготехнологические.

К котлам-утилизаторам относятся установки, без которых основной технологический процесс может протекать без изменений. К ним относятся котлы-утилизаторы, работающие на запечных газах.

К энерготехнологическим котлам относятся установки, без которых основной технологический процесс не может протекать или претерпевает существенные изменения при их отключении. К таким относятся системы принудительного охлаждения технологических агрегатов, а также котлы для охлаждения продукционных потоков.

Во всех без исключения установках одним из основных факторов является выбор вида и параметров охлаждающей среды. В котлах, использующих вторичные энергоресурсы осуществляют подогрев сетевой воды. Котлы вырабатывают насыщенный или перегретый пар. Выбор параметров пара определяется свойствами теплоносителя, его химическим составом (запыленность, коррозионная активность), а также количеством тепла, содержащегося в отходящих газах; возможностями использования тепла на месте (тепловой схемой технологического процесса) на технологические нужды, теплоснабжение или выработку электроэнергии. Выбору параметров пара для каждого объекта использования должно быть уделено большое внимание.

Разработка мер по использованию пара за счет вторичных энергоресурсов на технологические нужды, выработку электроэнергии, теплоснабжение и в комбинированных схемах требует детального изучения тепловых балансов производств и разработки типовых решений с учетом технико-экономического обоснования по использованию пара от котла. Параметры пара также зависят от стабильности работы (технологического режима) основного агрегата – печи.

Технико-экономическое обоснование должно производиться при выборе типа котла для каждого конкретного случая.

Таким образом, использование вторичных энергоресурсов любых видов в технологических процессах связано с повышением энергетической эффективности, улучшением показателей технологических процессов и условий защиты окружающей среды, то есть в единый процесс сведены технология и энергетика.

Энерготехнологические котлы и котлы-утилизаторы можно классифицировать по:

- отраслям промышленности, в которых используются вторичные энергоресурсы: котлы для черной и цветной металлургии, химической промышленности; сернокислотного и азотного производств, целлюлозно-бумажной, строительной, нефтеперерабатывающей и нефте-

химической промышленности;

- уровню температур используемого в котлах теплоносителя: высокотемпературные (температура газов перед охлаждением в котле $> 1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ и низкотемпературные (температура газов $< 1000\text{ }^{\circ}\text{C}$);

- технологическим агрегатам, за которыми или в которых устанавливаются теплоиспользующие котлы: за мартеновскими пенами, конвертерами, обжиговыми с кипящим слоем, фьюминговыми, нагревательными, шлаковозгоночными, прокалочными, шахтными, отражательными печами, за печами кислородно-взвешенной плавки, сухого тушения кокса и др.;

- способу передачи тепла в поверхностях нагрева: конвективные (тепло от газов преимущественно отнимается конвекцией); радиационные (тепло преимущественно передается радиационным способом): радиационно-конвективные;

- конструктивному признаку: газотрубные; водотрубные (с принудительной или естественной циркуляцией пароводяной смеси).

При использовании теплоты высокотемпературных отходящих газов ($T_{\text{Г}} > 300\text{--}600\text{ }^{\circ}\text{C}$) устанавливаемые для этого котлы-утилизаторы (КУ) содержат обычно экономайзерные и испарительные поверхности нагрева и пароперегреватель. Глубина охлаждения отходящих газов в КУ зависит от соотношения $D/G_{\text{Г}}$, где D – паропроизводительность котла, кг/ч; $G_{\text{Г}}$ – расход греющего газа теплоносителя, $\text{м}^3/\text{ч}$. С уменьшением начальной температуры греющих газов $T_{\text{Г}}$ существенно увеличивается расход газа-теплоносителя, необходимого для выработки единицы пара, а соотношение $D/G_{\text{Г}}$ (при $D = \text{const}$) соответственно уменьшается. Так, если для обычных паровых котлов на органическом топливе параметр $D/G_{\text{Г}} = 1$, то для получения пара при использовании низкотемпературных отходящих газов ($T_{\text{Г}} = 400\text{--}600\text{ }^{\circ}\text{C}$) он составляет $0,12\text{--}0,15$.

Газотрубные КУ широко распространены во многих отраслях промышленности. Продукты сгорания (отходящие технологические газы) в этих КУ проходят внутри труб, размещенных в водяном объеме барабана. Эти котлы не требуют специальной обмуровки, характеризуются высокой газоплотностью, простотой изготовления, монтажа, обслуживания и пониженными требованиями к питательной воде.

К основным недостаткам КУ подобного типа относятся низкий коэффициент использования теплоты отходящих от технологических агрегатов газов (50–60 %), высокий удельный расход металла на выработку пара (до $8\text{ кг}/(\text{кг ч})$). К недостаткам следует также отнести низкий предел давления вырабатываемого пара (всего $1,5\text{--}2,0\text{ МПа}$) из-за наличия барабана большого диаметра, ограниченный пропуск отходящих газов – не более 30–40 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$. Кроме того, внутренние поверхности труб, газотрубных котлов быстро заносятся уносом, поэтому необходи-

мо применять частые чистки труб. Применение газотрубных котлов для использования теплоты низкотемпературных производственных газов целесообразно для установок небольшой мощности, особенно тогда, когда греющие газы имеют повышенное давление или содержат взрывоопасные или ядовитые компоненты.

В зависимости от конструктивного оформления газотрубные котлы делят на горизонтальные и вертикальные.

На рисунке 28 показан газотрубный горизонтальный однobarанный котел Г-250 с пароперегревателем, с площадью испарительной поверхности нагрева котла 250 м^2 .

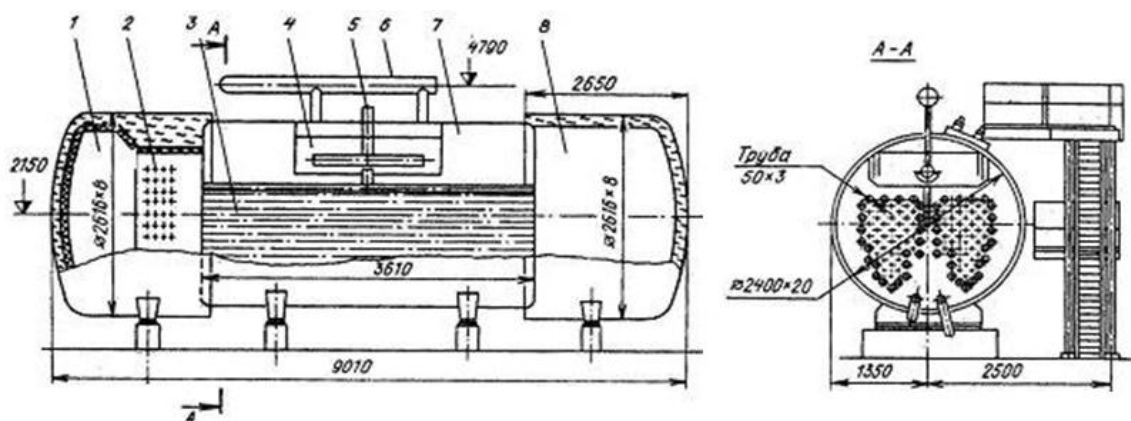


Рисунок 28 – Котел-утилизатор Г-250:

- 1 – входная камера; 2 – трубы пароперегревателя; 3 – трубы испарителя;
4 – паросепарационное устройство; 5 – подвод питательной воды;
6 – паровой коллектор, 7 – испарительный барабан; 8 – выходная камера

Отходящие газы технологического агрегата поступают во входную камеру, проходят через трубы и через выходную камеру удаляются в атмосферу. Испарительная поверхность нагрева выполнена из труб диаметром 50 мм с толщиной стенки 3 мм. В верхней части барабана расположено сепарационное устройство, представляющее собой пароприемный короб и дырчатые листы.

5.4 Промышленные электрические котлы

Электрический промышленный котел представляет собой устройство, предназначенное для нагрева теплоносителей при помощи электричества. Он является одним из представителей отопительных котлов и используется для отопления и горячего водоснабжения помещений производственного назначения и высотных домов.

Котлы, работающие на электричестве, выгодно отличаются от своих конкурентов:

- эргономичностью и компактными размерами;
- простотой монтажа и эксплуатации;
- невысокой стоимостью котельного оборудования;
- бесшумной работой;
- отсутствием открытого огня;
- отсутствием дымохода.

Недостатки электрокотлов:

- абсолютная зависимость от электроснабжения;
- необходима отдельная надежная электропроводка;
- высокая себестоимость электрического отопления.

По конструкции электрические котлы бывают

- индукционные;
- ТЭН-овые;
- электродные.

В первых двух случаях, используется принцип косвенного нагрева теплоносителя.

В индукционных котлах реализован принцип электромагнитной индукции. Здесь электроток нагревает тщательно изолированный трубопровод, по которому движется теплоноситель. В ТЭН-овых электрокотлах теплоноситель нагревается трубчатыми электронагревателями. В прочной металлической оболочке находится нихромовая спираль. Между спиралью и оболочкой находится диэлектрический наполнитель. В теплообменнике может находиться как один, так и несколько ТЭН-ов.

В электродных (ионных) электрокотлах жидкость нагревается за счет пропускаемого через нее электрического тока. Помещенные в теплоноситель электроды ионизируют его, но электролиза нет, потому что происходит постоянная (с частотой 50 Гц) смена катода с анодом. Количество выделяющегося при этом тепла пропорционально силе тока и сопротивлению котловой воды.

Классификация, *связанная с продуктом*, получаемым в результате работы котла:

- Электрический паровой котел. В зависимости от конструкции и внутреннего устройства, потребитель получает влажный или сухой пар.
- Водогрейный котел. Работает как обычное котельное оборудование, подогревая воду до температуры не выше точки кипения. Котел устанавливают там, где нет необходимости в получении пара, для подключения к традиционным системам водяного отопления и ГВС.

Электрические паровые котлы значительно проще в эксплуатации и обслуживании, нежели их аналоги, требующие периодической чистки от золы или шлаков и нуждающиеся в специальных помещениях для хранения сырья.

На выходе параметры пара составляют от 0,01 МПа до 0,55 МПа. Их эксплуатация оправдана в случае необходимости получения сухого и влажного пара, для предприятий средней мощности.

Одним из направлений использования паровых котлов является их применение в централизованных системах теплоснабжения.

Вода в котле нагревается до состояния насыщения, после образуется насыщенный или перегретый пар, который посредством паропроводов поступает к отопительным приборам или к местам технологического использования.

Применение водогрейных электрокотлов для отопления производственных помещений, целесообразно для тех предприятий, где отсутствует потребность в паре. Нагрев теплоносителя, осуществляется до 95–98 °С. Вода, нагреваясь, создает небольшое давление в системе отопления. По этой причине, водогрейное котельное оборудование, называют котлами низкого давления.

6 УСТРОЙСТВО КОТЛОАГРЕГАТА

6.1 Барабаны паровых котлов

Барабаны паровых котлов имеют многоцелевое назначение, в частности, в них осуществляются следующие процессы:

- разделение пароводяной смеси, поступающей из подъемных обогреваемых труб, на пар и воду и сбор пара;
- прием питательной воды из водяного экономайзера либо непосредственно из питательной магистрали;
- внутрикотловая обработка воды (термическое и химическое умягчение воды);
- непрерывная продувка;
- осушка пара от капелек котловой воды;
- промывка пара от растворенных в нем солей;
- защита от превышения давления пара.

Барабаны котлов изготавливают из котельной стали со штампованными днищами и лазом. Внутреннюю часть объема барабана, заполненную до определенного уровня водой, называют водяным объемом, а заполненную паром при работе котла – паровым объемом. Поверхность кипящей воды в барабане, отделяющая водяной объем от парового, называется зеркалом испарения. В паровом котле горячими газами омывается только та часть барабана, которая с внутренней стороны охлаждается водой. Линия, отделяющая обогреваемую газами поверхность от необогреваемой, называется *огневой линией*.

Пароводяная смесь поступает по подъемным кипяtilьным тру-

бам, ввальцованным в днище барабана. Из барабана вода по опускным трубам подается в нижние коллекторы.

На поверхности зеркала испарения возникают выбросы, гребни и даже фонтаны, при этом в пар может попасть значительное количество капелек котловой воды, что снижает качество пара в результате повышения его солесодержания. Капли котловой воды испаряются, а соли, содержащиеся в них, осаждаются на внутренней поверхности пароперегревателя, ухудшая теплообмен, в результате которого повышается температура его стенок, что может привести к их пережогу. Соли могут также откладываться в арматуре паропроводов и привести к нарушению ее плотности.

6.1.1 Внутрибарабанные сепарационные устройства

В барабанных котлах для улучшения качества насыщенного пара необходимо уменьшить содержание в нем капельной влаги и растворенных в паре веществ. При низких и средних давлениях решающее значение для уменьшения солесодержания пара имеет сепарация капельной влаги от пара. В котлах высокого и сверхкритического давления солесодержание пара определяется также содержанием в паре растворенных примесей. Уменьшение содержания в паре капельной влаги достигается в барабане котла равномерным распределением по длине и по диаметру барабана пароводяной и паровой нагрузки, а также отделением капель влаги от пара с помощью сепарационных устройств.

В современных барабанных котлах применяются в отдельности или в различных сочетаниях различные сепарационные устройства, схемы которых показаны на рисунке 29.

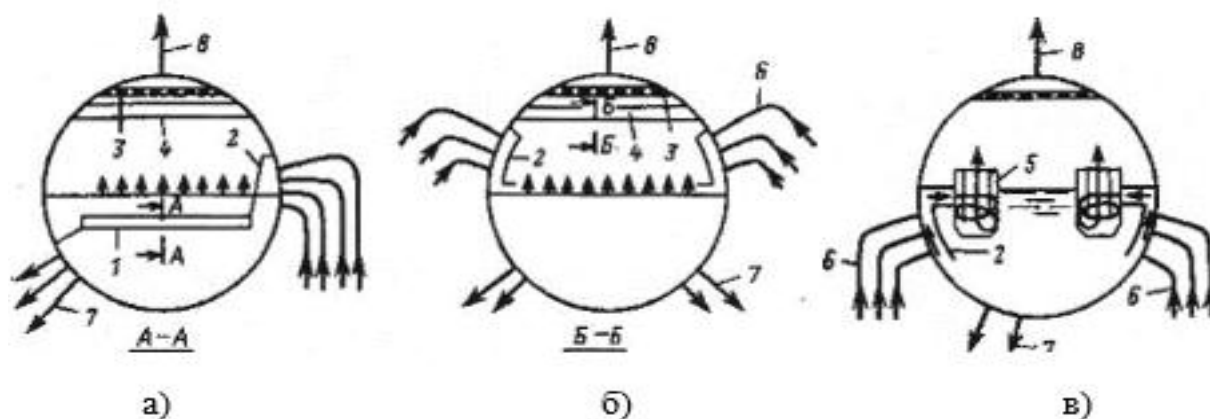


Рисунок 29 – Схемы сепарационных устройств в барабане котла:
а – при подводе пароводяной смеси под уровень воды в барабане;
б – при подводе пароводяной смеси в паровой объем барабана; в – при установке внутрибарабанных циклонов; 1 – распределительный дырчатый утопленный щит; 2 – отбойный щит; 3 – пароприемный щит; 4 – жалюзийный сепаратор; 5 – внутрибарабанный циклон; 6 – трубы испарительной поверхности нагрева; 7 – опускные трубы; 8 – паровыводящие трубы

Эти устройства должны погасить кинетическую энергию поступающей в барабан пароводяной смеси с минимальным образованием мелкодисперсных капель влаги, обеспечить равномерное распределение паровой нагрузки по площади зеркала испарения и потока пара в объеме барабана, осуществить выделение из потока пара капель влаги.

В сепарационных устройствах используются следующие принципы сепарации капель влаги из пара.

Гравитационная сепарация. Отделение капель влаги от пара осуществляется при горизонтальном и вертикальном подъемном движении пара со стабилизированной малой скоростью. Эффективность гравитационной сепарации пропорциональна разности плотности воды и пара, т. е. зависит от давления, а также размеров капель воды, скорости потока пара и длины его пути до выхода из барабана.

Этот принцип сепарации используется, например, в устройстве, показанном на рисунке 51 а. Гашение кинетической энергии струи пароводяной смеси и равномерное распределение пара происходят в водяном объеме. Отделение капелек влаги от пара осуществляется в паровом пространстве. Гравитационная сепарация имеет место практически в той или иной мере при всех конструкциях внутрибарабанных устройств.

Инерционная сепарация. Отделение более крупных капель воды от пара может быть осуществлено при резком ускорении горизонтального или вертикального потока пара и последующем уменьшении его скорости, а также за счет центробежных сил, действующих на каплю при изменении направления движения или направления закручивания потока влажного пара. Инерционный принцип сепарации используется в различных конструкциях сепарационных устройств, основные из которых, как было указано ранее, показаны на рисунке 36.

Простейшим инерционным сепаратором являются глухие или дырчатые стальные листы, размещенные вертикально или наклонно, которые одновременно используются для гашения кинетической энергии пароводяной смеси и отделения основной массы воды от пара (схема рис. 36 б). Скорость пароводяной смеси на входе под отбойный щит не должна превышать $2 \div 2,5$ м/с. Скорость пара на выходе из-под щита в барабан принимается обычно $0,7 \div 1$ м/с. Применяемые для равномерного распределения пара по площади зеркала испарения дырчатые щиты устанавливаются примерно на $75 \div 100$ мм ниже нижнего уровня воды в барабане. Минимальная скорость пара в отверстиях щита размером $8 \div 12$ мм должна быть 0,95 м/с при 4 МПа и 0,5 м/с при 10 МПа.

В жалюзийном сепараторе (рис. 51 б) для инерционного отделения капель воды используется изменение ускорения потока в сепараторе и на выходе из него, а также многократное изменение его направления, что повышает эффективность сепарации. Предельная скорость пара перед горизонтальным жалюзийным сепаратором 0,5 м/с при 4 МПа и 0,2 м/с при 10 МПа. Если жалюзи вертикальны или наклонены под

большим углом, скорость пара может быть в $1,5 \div 2$ раза больше.

Центробежный сепаратор циклонного типа, в котором происходит интенсивное закручивание потока влажного пара, показан на схеме рисунка 30.

Циклонные сепараторы обеспечивают эффективное отделение капель влаги за счет действия на них центробежных сил, отбрасывающих капли к стенке циклона, где они задерживаются на пленке воды, стекающей на зеркало испарения. Циклонные сепараторы выполняются внутрибарабанными при концентрированном подводе пароводяной смеси с большой скоростью в водяной объем барабана, а также выносными, в том числе для сепарации пара из второй и третьей ступеней испарения.

Эффективность улавливания капель влаги определяется тангенциальной скоростью входа пароводяной смеси в циклон осевой скоростью подъема потока в циклоне ω_0 . С уменьшением отношения u / ω_0 эффективность работы циклона резко уменьшается, поэтому u / ω_0 должно быть не меньше пяти.

Внутрибарабанные циклоны обычно имеют высоту корпуса 400–500 мм. Осевая скорость пара в циклоне при давлении 4 МПа обычно $\omega_0 = 0,6 - 0,7$ м/с, при 10 МПа $\omega_0 = 0,3 - 0,4$ м/с. Допускаемая паропроизводительность циклона при диаметре 420 мм и давлении пара 4 МПа составляет $6,3 \div 7,5$ т/ч, а при 10 МПа она равна 10–13 т/ч.

Пленочная сепарация основана на использовании способности налипания мелких капель воды, не обладающих инерционными свойствами, на увлажненную развитую поверхность при соприкосновении с ней потока влажного пара. При ударе потока влажного пара о такую поверхность в результате слияния мелких капель на ней образуется сплошная водяная пленка, которая достаточно прочна и не срывается паром, но в то же время беспрепятственно и непрерывно дренируется в водяное пространство барабана.

Пленочная сепарация используется в циклонных, а также в швеллерковых сепараторах. В них пленочная сепарация сочетается с инерционной за счет отбрасывания более крупных капель воды при прохождении влажного пара по каналам между швеллерами с четырехкратным поворотом на 90° . Такая конструкция достаточно эффективно отделяет мелкие капли от пара. Допускаемая скорость пара в швеллерковых сепараторах при давлении в барабане 11 МПа 0,2 м/с.

Для равномерного отвода пара по сечению барабана на выходе из него устанавливается *пароприемный дырчатый щит*.

Для создания достаточного дросселирующего эффекта щита скорость пара в его отверстиях должна быть в 2 раза больше, чем продольная скорость пара в барабане.

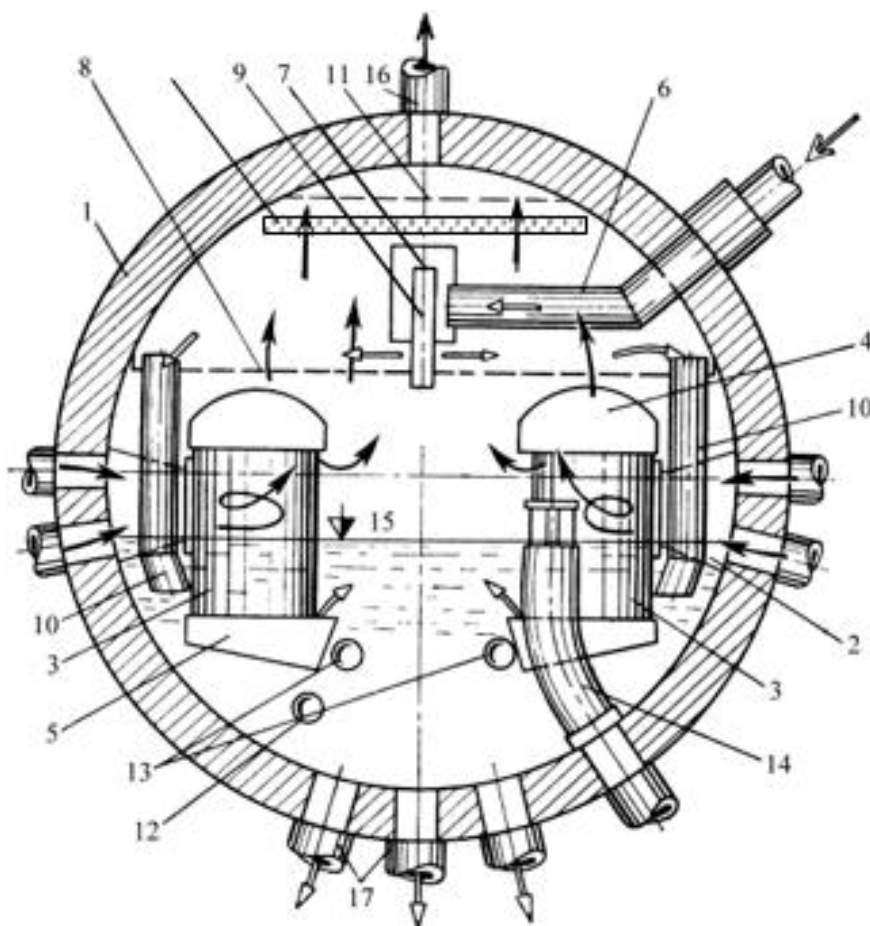


Рисунок 30 – Сепарационные внутрибарабанные циклоны:
 1 – барабан; 2 – короб для вводимой в барабан пароводяной смеси;
 3 – циклон; 4 – крышка циклона; 5 – поддон циклона; 6 – труба,
 подающая питательную воду; 7 – короб, раздающий питательную воду;
 8 – промывочный щит; 9 – насадка, отводящая воду помимо
 промывочных щитов; 10 – труба для слива питательной воды;
 11 – верхний дырчатый лист; 12 – труба для подачи фосфатов;
 13 – труба для парового разогрева барабана при растопке котлоагрегата;
 14 – труба аварийного сброса воды; 15 – средний уровень воды;
 16 – выход насыщенного пара; 17 – водоопускные трубы экранов;
 18 – жалюзийные щиты

Промывка пара. Механические способы сепарации позволяют удалить из пара относительно крупные частицы. От веществ, находящихся в паре высокого давления в виде молекулярных и коллоидных растворов, пар может быть очищен промывкой его чистой водой. Практически промывка пара осуществляется пропуском его через слой воды.

На рисунке 31 показано устройство для промывки пара. В паровом пространстве барабана размещается щит, на который подается питательная вода, стекающая затем в водяное пространство барабана. Щит выполняется в виде системы корыт или с перфорированными по его

площади отверстиями.

Пар, проходя сквозь слой воды в корытах или через отверстия в щите, частично очищается от солей, насыщая ими воду. Основной целью промывки пара при высоком давлении является снижение уноса кремниевой кислоты. В установившемся состоянии кремнесодержание пара становится пропорциональным кремнесодержанию воды, контактирующей с паром.

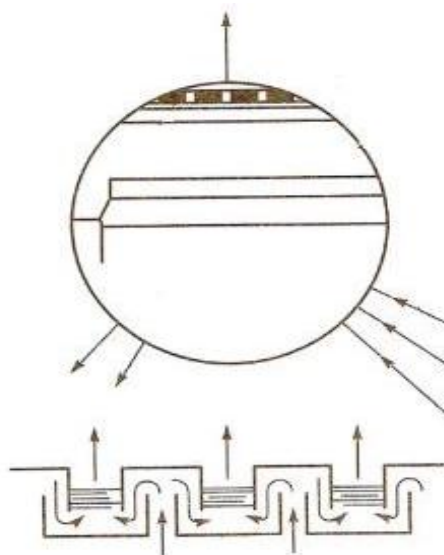


Рисунок 31 – Устройство для промывки пара

6.2 Конструкция топочных экранов

Как указано выше, топочные экраны получают до 50 % всего тепловосприятия рабочей среды в котле. Они находятся в зоне наиболее высоких температур газов и требуют тщательного конструктивного выполнения для обеспечения надежной работы металла труб. По конструкции различают экраны *гладкотрубные*, в которых трубы расположены вдоль стены топки с небольшим зазором 4–6 мм (рис. 32) и *газоплотные*, которые могут быть выполнены двух типов: либо из таких же гладких труб, но с вваренными между ними проставками шириной 6–12 мм (рис. 32 б), либо с применением специальных плавниковых труб, сваренных между собой (рис. 32 в). Экраны из таких сварных между собой панелей образуют монолитную цельносварную газоплотную конструкцию. Их называют *мембранными*.

Для образования в топке зоны устойчивого воспламенения мало-реакционных топлив, требующих высокой температуры для их интенсивного горения, экраны всех типов на соответствующих участках по-

крывают огнеупорной массой с закреплением ее на приваренных к трубам шипах. Такие экраны называют *футерованными* экранами (рис. 32 д).

Гладкотрубные экраны применяют в паровых котлах всех систем, работающих под разрежением газового тракта. При естественной циркуляции в целях повышения надежности движения рабочей среды в трубах топочные экраны располагают почти исключительно вертикально и в отдельных случаях круто наклонно. Парообразующие поверхности нагрева прямоточных котлов и котлов с многократной принудительной циркуляцией можно ориентировать в пространстве любым способом, выполняя топочные экраны вертикальными, горизонтальными и подъемно-опускными, поскольку здесь есть возможность организации движения пароводяной смеси со скоростью, предотвращающей нарушение гидравлических режимов.

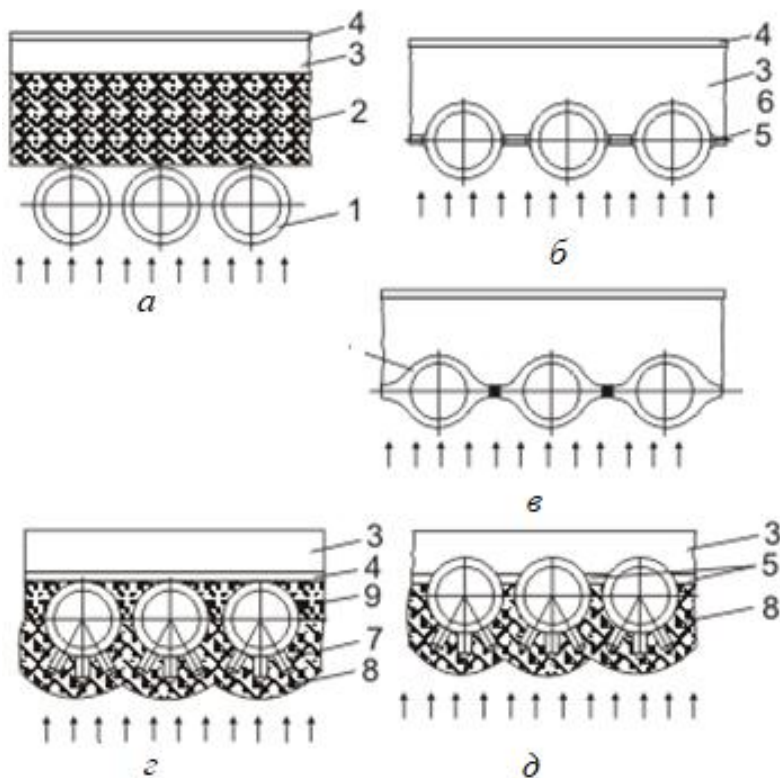


Рисунок 32 – Типы экранирования топки:

- а – гладкотрубный экран; б – с приваренными вставками;
 в – плавниковый; г – гладкотрубный футерованный; д – мембранный футерованный; 1 – труба; 2 – слой огнеупорный; 3 – слой тепловой изоляции; 4 – обмуровка; 5 – вставка стальная прямоугольная;
 6 – плавниковая труба; 7 – шипы специальные; 8 – огнеупорная набивка (карборунд); 9 – хромитовая масса

6.3 Пароперегреватели

Пароперегреватель предназначен для повышения температуры пара выше температуры насыщения, соответствующей давлению в котле.

Пароперегреватель — один из наиболее ответственных элементов котельного агрегата, так как он работает в наиболее тяжелых температурных условиях. Змеевики пароперегревателя и коллекторы выполняются из углеродистой стали.

Каждый пароперегреватель представляет собой системы цельнотянутых параллельных труб диаметром 28÷42 мм, изогнутых в виде змеевиков, вальцованных или приваренных к круглым коллекторам. Использование труб небольшого диаметра упрощает гибку змеевиков и увеличивает коэффициент теплоотдачи. Толщина стенок труб зависит от рабочего давления пара и может быть от 3 до 5 мм. Устанавливают пароперегреватели на выходе продуктов сгорания из топки, где их температура находится в пределах 700÷900 °С.

По своей конструкции пароперегреватели бывают вертикальные и горизонтальные с поперечным омыванием продуктами сгорания. Наиболее широкое распространение получили исключительно вертикальные, так как их крепление получается более простым.

Надежность работы змеевиков зависит от способа подвода насыщенного пара и отвода перегретого пара из него. В зависимости от направления движения газов и пара различают три основные схемы включения пароперегревателя в газовый поток: прямоточную (рис. 33 а), противоточную (рис. 33 б) и комбинированную (рис. 33 в).

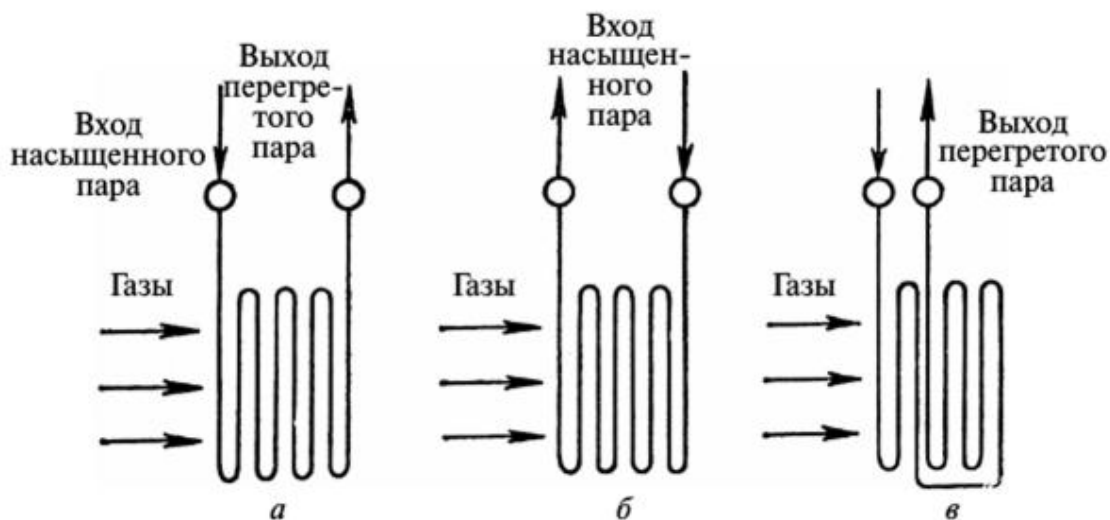


Рисунок 33 – Схемы включения пароперегревателей в газовый поток:
а – прямоточная; б – противоточная; в – смешанная

При прямоточном включении направление движения продуктов сгорания и пара по змеевикам совпадают, т.е. в одном направлении. В такой схеме наиболее высокая температура газов находится в области наиболее низкой температуры пара, что в принципе должно было бы обеспечить низкие температуры металла пароперегревателя. Однако при наличии капелек котловой воды, поступающих с насыщенным паром из сепарационных устройств барабана, соли, содержащиеся в них, будут осаждаться на первых рядах змеевиков, что приводит к резкому повышению температуры металла. В прямоточной схеме движения теплоносителей температурный напор (усредненная по поверхности разность температур между греющей и нагреваемой средой) минимален, что требует наиболее развитых поверхностей нагрева.

При противоточной схеме потоки продуктов сгорания и пара направляются навстречу друг другу. В таком случае змеевики, обогреваемые продуктами сгорания с наиболее высокой температурой, встречают уже перегретый пар и охлаждаются при этом недостаточно. В результате металл змеевиков пароперегревателя работает в наиболее тяжелых температурных условиях. Вместе с тем, температурный напор в этой схеме максимальный и необходимая поверхность теплообмена минимальна, но ее можно применять при нагреве пара до 400 °С.

При комбинированном включении часть змеевиков включается в работу по прямоточной схеме, а часть — по противоточной. Данная схема является наиболее оптимальной по условиям надежности работы. Соотношение противоточной и прямоточной частей пароперегревателя выбирается из условия одинаковых температур металла в начале и в конце змеевика его прямоточной части.

По тепловосприятию пароперегреватели делятся на конвективные и конвективно-радиационные.

Для котлов низкой и средней мощности используют конвективные пароперегреватели, а для котлов с давлением свыше 40 атм. и при температурах нагрева более 250 °С используют конвективно-радиационные пароперегреватели.

Конвективный пароперегреватель (рис. 34) обычно устанавливают в горизонтальном соединительном газоходе между топкой и конвективной шахтой котла.

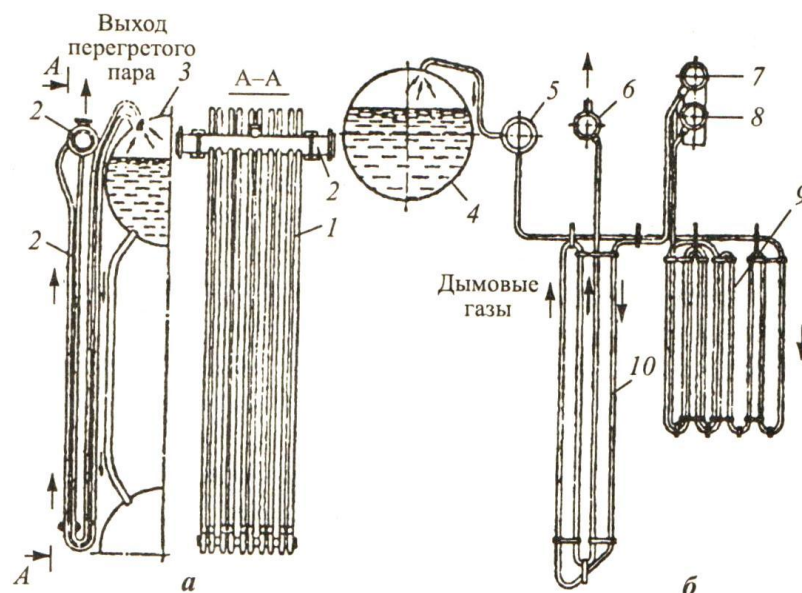


Рисунок 34 – Конвективные паронагреватели:

а – типа ДКВР; *б* – экранного типа; 1 – трубы пароперегревателя, 2 и 6 – камеры перегретого пара, 3 и 4 – барабаны котла, 5 – камера насыщенного пара, 7 – промежуточная камера, 8 – выходная камера, 9 – змеевики, 10 – первая ступень пароперегревателя

В конвективно-радиационных пароперегревателях конвективная часть устанавливается в газоходе котла, а радиационная — в топке котла.

Температуру пара в котлах с давлением до 2,4 МПа не регулируют. При давлениях более 2,4 МПа для регулировки температуры используют редукционно-охладительные установки (РОУ) или промежуточные пароохладители.

Установки РОУ устанавливают на выходе пара из пароперегревателя и регулирование осуществляется путем впрыска определенного количества конденсата в пар.

Промежуточные пароохладители устанавливают в рассечку между ступенями пароперегревателя. Пароохладитель представляет собой теплообменник по трубкам которого циркулирует питательная вода, а пар поступает в межтрубное пространство. Регулирование температуры перегретого пара производится изменением количества питательной воды, пропускаемой по трубкам пароохладителя.

Котлы с температурой перегрева пара выше 400 °С должны быть снабжены автоматическими регуляторами температуры перегретого пара.

Пароперегреватель должен иметь манометр, предохранительный клапан, запорную арматуру для отключения пароперегревателя от паровой магистрали, прибор для измерения температуры перегретого пара.

6.4 Экономайзеры

Водяные экономайзеры служат для подогрева питательной воды и снижения температуры уходящих газов. Располагаются в одну или две ступени в конвективной шахте топки.

Экономайзеры различаются по:

- материалу, из которого изготовлены: чугунные и стальные;
- типу труб: с гладкими трубами и ребристыми;
- кипящего и некипящего типа.

В экономайзерах некипящего типа подогрев воды происходит только до температуры кипения. В экономайзерах кипящего типа происходит частичное парообразование. Температура питательной воды на выходе из экономайзера равна температуре насыщения (кипения), соответствующей давлению в экономайзере. Питательная вода в экономайзере этого типа может содержать 15–20 % пара.

Чугунные экономайзеры (рис. 35) комплектуются с котлами, давление в которых не превышает 2,4 МПа. Эти экономайзеры бывают только некипящего типа. Температура воды на входе в экономайзер должна быть на 5 – 10 °С выше температуры точки росы отходящих газов, а на выходе из экономайзера на 20 °С ниже температуры насыщения. Основное преимущество экономайзера такого типа – повышение стойкости к коррозии. Они изготавливаются из чугунных ребристых труб с внутренним диаметром 60 мм. Ребра квадратные 150×150 мм. Длина труб 2–3 м.

Стальные экономайзеры применяются во всем диапазоне давлений. В целях интенсификации конвективного теплообмена водяной экономайзер выполняется из труб малого диаметра $d_n = 28\text{--}38$ мм при толщине стенки 2,5–3,5 мм. Концы змеевиков экономайзера объединяются коллекторами, вынесенными из области газового обогрева. В мощных парогенераторах с целью уменьшения количества трубок, проходящих через обмуровку экономайзера, змеевики объединяются в соединительных патрубках, которые пропускаются через обмуровку к коллекторам. Иногда коллекторы, объединяющие змеевики, размещаются в газоходе экономайзера и одновременно служат для его опоры.

Трубки экономайзера обычно располагаются в шахматном порядке, что обеспечивает большую эффективность теплообмена по сравнению с коридорным расположением труб, и соответственное уменьшение габаритов экономайзера. Стальной гладкотрубный водяной экономайзер с параллельным включением ряда змеевиков изображен на рис. 36.

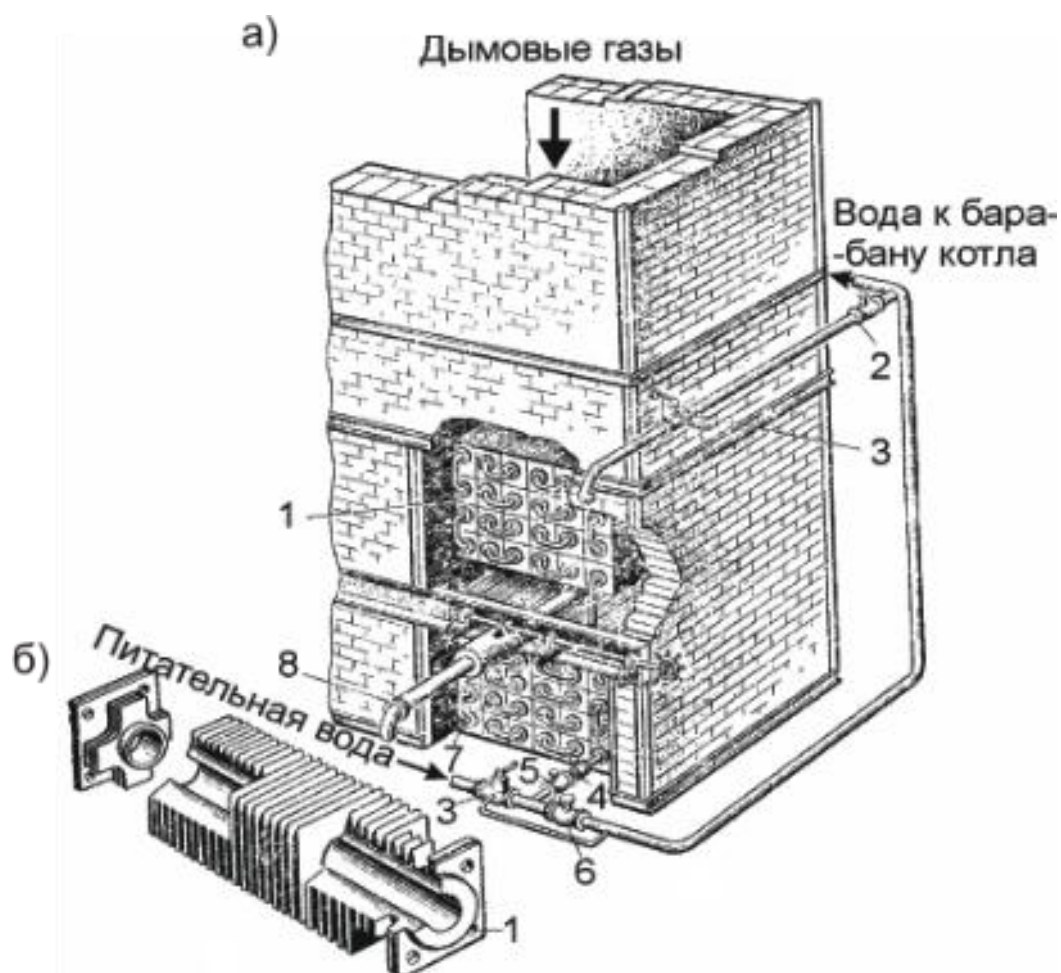


Рисунок 35 – Общий вид чугунного экономайзера:

а – общий вид; б – ребристая труба; 1 – ребристая труба; 2, 6 – вентили для питания котла водой через или помимо экономайзера; 4 – вентиль на входе воды в экономайзер; 5 – обратный клапан; 7 – соединительный калач; 8 – обдувочное устройство

В целях уменьшения габаритов, занимаемых водяным экономайзером, в парогенераторах большой мощности увеличивается число рядов параллельно включенных змеевиков, предусматривая два входных коллектора, расположенных на противоположных стенках конвективной шахты. Встречные змеевики смещены по глубине газохода с таким расчетом, чтобы была выдержана оптимальная величина отношения S_2/d_n .

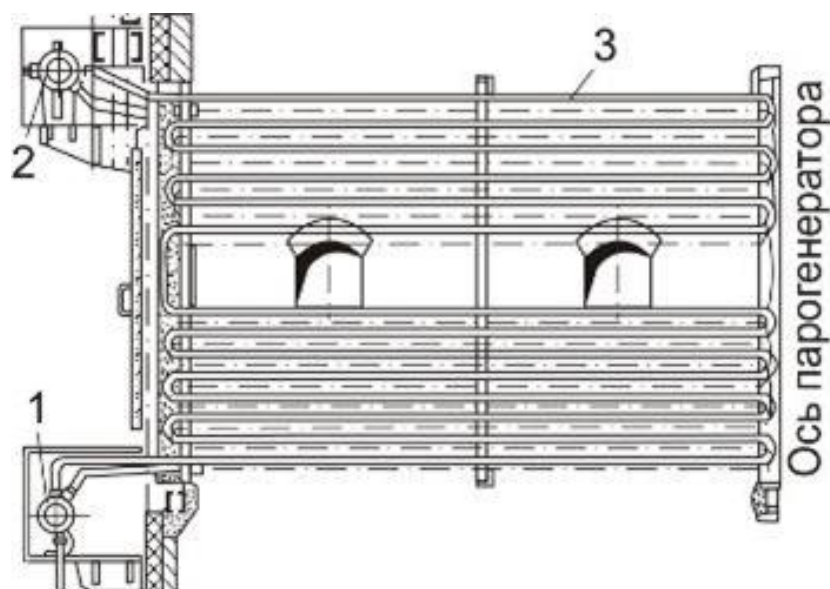


Рисунок 36 – Водяной экономайзер с параллельным включением ряда змеевиков:

1 – входная камера; 2 – выходная камера; 3 – змеевики экономайзера

В другой конструкции малый продольный шаг труб достигается лирообразным изгибом труб (рис. 37). Крепление змеевиков водяного экономайзера осуществляется путем их установки на опорных или подвесных конструкциях.

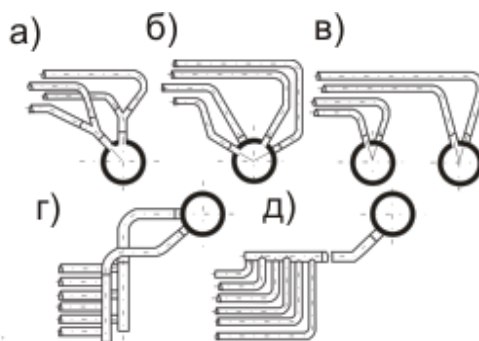


Рисунок 37 – Присоединение к коллекторам змеевиков экономайзера:

а – с использованием развилок; б – с разделением на два пучка;

в – при двух параллельных коллекторах;

г и д – с использованием секционных камер

К коллекторам змеевики присоединяются вальцовкой или сваркой через промежуточные штуцера. Выходной коллектор экономайзера присоединяется к барабану парогенератора несколькими водоперепускными трубами, в которых обеспечивается восходящий поток с целью свободного выхода с водой газов и образовавшегося в экономайзере пара в барабан. Для удобства очистки поверхностей нагрева от наружных

загрязнений и его ремонта экономайзер разделяют на пакеты высотой до 1 м. Разрывы между пакетами должны быть 550 – 600 мм, а между пакетами экономайзера и воздухоподогревателем – не менее 800 мм.

Змеевики экономайзера могут располагаться перпендикулярно или параллельно фронту парогенератора (рис. 38).

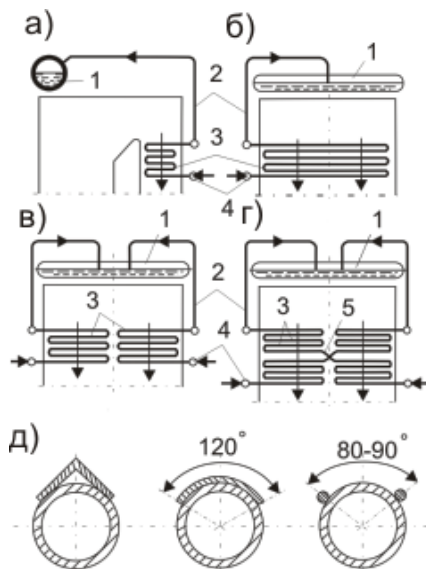


Рисунок 38 – Компоновка экономайзера:

- а – перпендикулярное фронту расположение змеевиков;
- б – параллельное фронту расположение змеевиков; в, г – двустороннее параллельное фронту расположение змеевиков; д – защита труб от износа; 1 – барабан; 2 – водоперепускные трубы; 3 – экономайзер;
- 4 – входные коллекторы; 5 – перекидные трубы

В первом случае длина змеевиков невелика, что облегчает их крепление. Во втором случае резко уменьшается число параллельно включенных змеевиков, но усложняется их крепление. В парогенераторах небольшой мощности применяется одностороннее расположение коллекторов. В парогенераторах с развитым фронтом экономайзеры выполняются двусторонними, симметричными, с расположением коллекторов с двух боковых сторон конвективной шахты.

Скорость воды в водяном экономайзере принимается исходя из условий предотвращения в них кислородной коррозии и расслоения пароводяной смеси. При малой скорости воды остающийся в ней кислород задерживается в местах шероховатости верхней образующей трубок и вызывает язвенную коррозию, которая распространяется на большую толщину стенки трубки вплоть до образования свищей. Расслоение пароводяной смеси при малой скорости потока вызывает ухудшение условий их охлаждения и перегрев металла трубок.

В целях повышения эффективности теплообмена и компактности

экономайзеров мощных парогенераторов к трубкам приваривают плавники или экономайзеры выполняются из плавниковых трубок (рис. 39); при этом объем, занимаемый водяным экономайзером, уменьшается на 20–25 %.

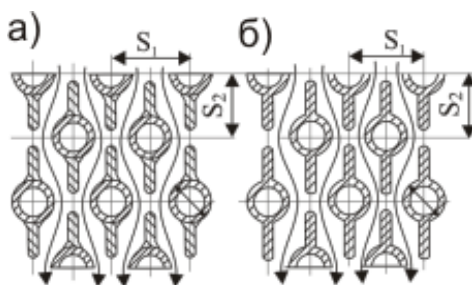


Рисунок 39 – Плавниковые трубы экономайзеров:
а – с приваренными ребрами; б – из плавниковых труб

6.5 Воздухоподогреватели

Для подогрева воздуха применяются два типа воздухоподогревателей: *рекуперативные* и *регенеративные*.

В рекуперативном воздухоподогревателе тепло продуктов сгорания передается непрерывно воздуху через стенку, разделяющую теплообменивающиеся среды. В регенеративном воздухоподогревателе тепло передается металлической насадкой, которая периодически нагревается продуктами сгорания, а затем отдает аккумулированное в ней тепло нагреваемому воздуху. Воздухоподогреватели воспринимают 7–15 % тепла, отдаваемого продуктам сгорания.

Преимущественно применяются трубчатые рекуперативные воздухоподогреватели с вертикальным расположением труб, при этом воздух омывает их снаружи поперечным потоком (рис. 40). Воздухоподогреватели изготавливаются из стальных труб с наружным диаметром 30–40 мм при толщине стенки 1,2–1,5 мм. Концы труб привариваются к трубным доскам и располагаются в шахматном порядке. Иногда для увеличения рабочего ресурса труб при сжигании сернистых мазутов устанавливаются эмалированные или стеклянные трубки взамен стальных.

Для получения необходимой скорости перекрестного тока воздуха трубную систему по высоте разделяют промежуточными досками на несколько ходов. Для перепуска воздуха из одного хода в другой устанавливаются короба. Воздухоподогреватель снаружи имеет стальную обшивку и опирается нижней трубной доской на раму, связанную с каркасом парогенератора. Трубная система расширяется вверх, и верхняя трубная доска соединяется с газоходом линзовым компенсатором, что обеспечивает свободное термическое расширение воздухоподогревателя.

ля. Воздухоподогреватель выполняется из ряда секций, удобных для монтажа и транспортировки, которые устанавливаются рядом, заполняя все сечение газохода.

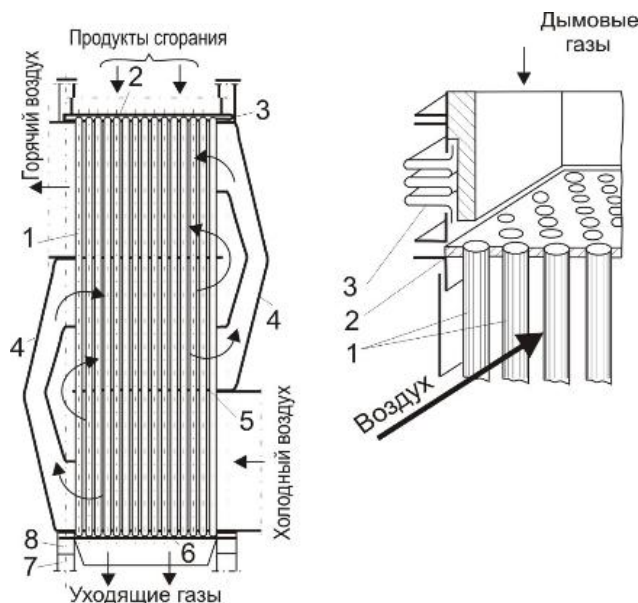


Рисунок 40 – Трубчатый воздухоподогреватель:

1 – стальные трубы $40 \times 1,5$ мм; 2, 6 – верхняя и нижняя трубные доски толщиной 20–25 мм; 3 – компенсатор; 4 – воздухоперепускной короб; 5 – промежуточная трубная доска; 7, 8 – опорные рамы и колонны

Компенсация температурного расширения воздухоподогревателя осуществляется с помощью линзовых или набивных компенсаторов (рис. 41).

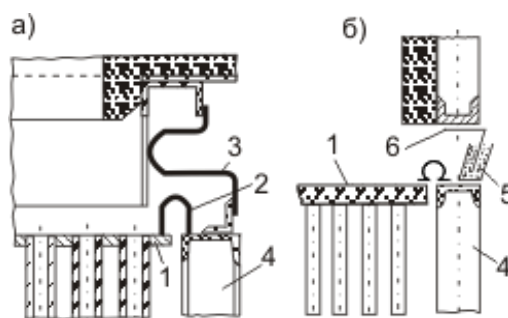


Рисунок 41 – Компенсаторы тепловых расширений воздухоподогревателя:

а – линзовые компенсаторы; б – набивные компенсаторы;
1 – трубная доска; 2 – компенсатор расширения труб относительно короба воздуха; 3 – компенсатор расширения короба относительно каркаса; 4 – каркас короба; 5 – камера с крошкой шамота и песка; 6 – лист уплотнения

При сжигании многозольного топлива для предохранения концов труб от абразивного износа в них устанавливаются трубки длиной 150–200 мм. При температуре продуктов сгорания более 500 °С верхние трубные доски покрывают теплоизоляционной массой.

Применяются однопоточная и двухпоточная схемы подвода воздуха в воздухоподогреватель. В воздухоподогревателях парогенераторов малой и средней мощности применяется однопоточная схема подвода воздуха по его широкой стороне.

В агрегатах большой мощности высота одного воздушного хода достигает больших размеров, и число ходов воздуха в каждой ступени воздухоподогревателя уменьшается. Двухпоточная схема подвода воздуха позволяет уменьшать высоту хода и увеличивать число ходов при меньшем в них числе рядов трубок и, соответственно, уменьшить сопротивление по ходу воздуха и повысить температурный напор в воздухоподогревателе. Применение двухпоточной схемы подвода воздуха и труб малого диаметра с малым шагом позволяет создать достаточно компактные воздухоподогреватели.

Различные схемы компоновки трубчатых воздухоподогревателей показаны на рис. 42.

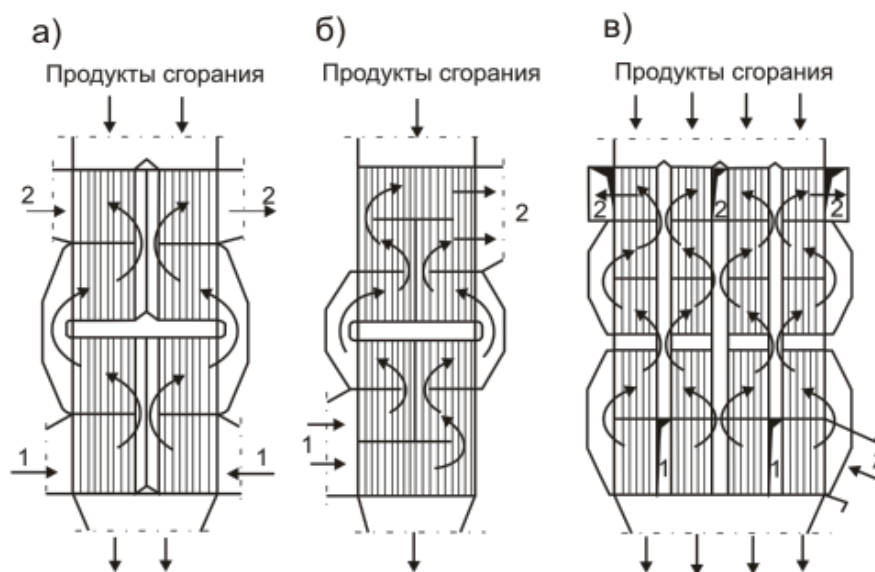


Рисунок 42 – Схемы компоновки воздухоподогревателя:

а – двухпоточный по воздуху при двустороннем его подводе;

б – двухпоточный при одностороннем подводе воздуха;

в – многопоточный по воздуху;

1 – вход холодного воздуха; 2 – выход горячего воздуха

Трубчатые воздухоподогреватели просты по конструкции, надежны в работе и более плотны, чем другие системы воздухоподогревателей. Недостатком трубчатых воздухоподогревателей являются относительно большие удельный расход металла и удельный объем.

Регенеративный воздухоподогреватель представляет собой вращающийся барабан с набивкой из тонких стальных гофрированных или плоских листов, образующих каналы малого эквивалентного диаметра ($d_{\text{экв}} = 4 - 5$ мм) для прохода воздуха и продуктов сгорания. Набивкой, которая служит поверхностью теплообмена, заполняется пустотелый ротор, разделенный сплошными перегородками на изолированные друг от друга секторы (рис. 43).

Ротор медленно с частотой вращения 2–6 об/мин вращается в неподвижном корпусе. Корпус разделен на две части секторными плитами. В одну из них через горловину поступают продукты сгорания, в другую – воздух. Движение потоков газа и воздуха раздельное и непрерывное. При непрерывном вращении ротора его металлическая набивка попеременно проходит через эти потоки. Сначала тепло газов аккумулируется, а затем отдается воздуху. Этот процесс повторяется, и в итоге организуется непрерывный нагрев воздуха. Взаимное движение потоков продуктов сгорания и воздуха противоточное. Поверхность нагрева 1 м^3 набивки составляет $200 - 250 \text{ м}^2$. Длительность пребывания набивки в газовом и воздушном потоках менее 30 с. Толщина листов набивки 0,6–1 мм. Мощность электродвигателя для привода ротора воздухоподогревателя 3–5 кВт. Регенеративные воздухоподогреватели указанной конструкции отличаются меньшими габаритными размерами.

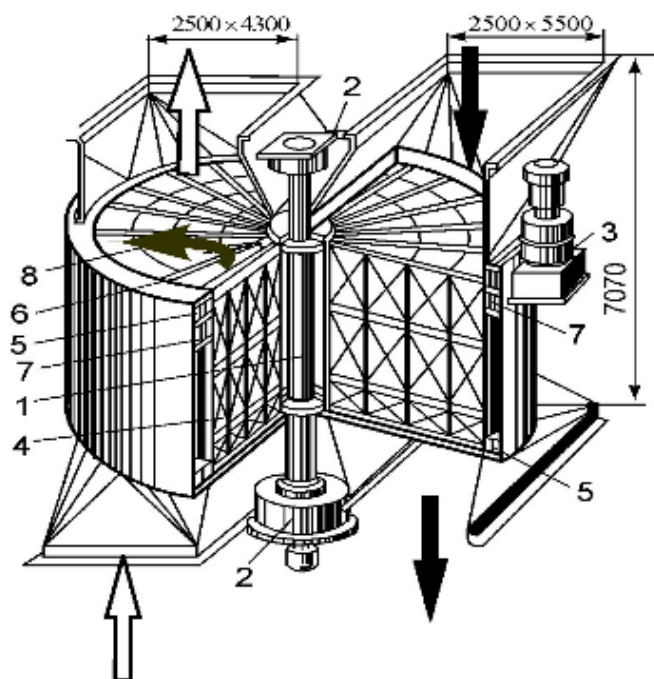


Рисунок 43 – Регенеративный воздухоподогреватель:

- 1 – вал ротора; 2 – подшипники; 3 – электродвигатель; 4 – набивки;
- 5 – наружный кожух; 6, 7 – радиальное и периферийное уплотнения;
- 8 – утечка воздуха через уплотнения

Недостатками регенеративных воздухоподогревателей являются повышенный переток воздуха в газовую среду (до 10 %), что увеличивает потерю тепла с уходящими газами, а также наличие вращающихся элементов и системы водяного охлаждения вала ротора и подшипников. Вследствие коробления набивки подогрев воздуха в регенеративных воздухоподогревателях ограничен температурой 300–350 °С.

При необходимости более высокого подогрева воздуха воздухоподогреватель выполняют комбинированным из регенеративного воздухоподогревателя с подогревом в нем воздуха до 250–300 °С и трубчатого, в котором завершается подогрев воздуха до более высокой температуры (рис. 44).

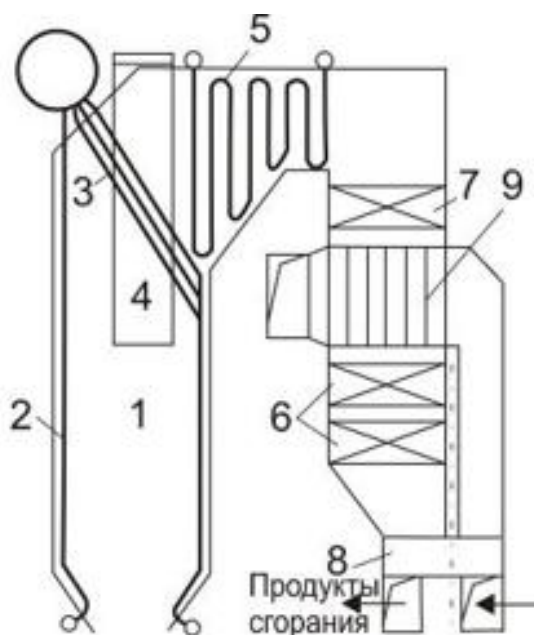


Рисунок 44 – Схема установки комбинированного рекуперативного и регенеративного воздухоподогревателя:

- 1 – топка; 2 – экраны топочной камеры; 3 – фестон; 4 – ширмовый пароперегреватель; 5 – конвективный пароперегреватель; 6 – водяной экономайзер I ступени; 7 – водяной экономайзер II ступени;
- 8 – регенеративный воздухоподогреватель I ступени;
- 9 – рекуперативный трубчатый воздухоподогреватель II ступени

6.6 Схемы подачи воздуха и удаления продуктов горения топлива

Внешняя сила, которая принуждает воздух поступать в топку, а газообразные продукты горения двигаться по газоходам и дымовой трубе в атмосферу, называется тягой.

Различают естественную и искусственную тягу. Естественная тяга

обеспечивается дымовой трубой, а искусственная создается дымососом.

Естественная тяга возникает из-за разности давлений вследствие различия плотностей наружного холодного воздуха и горячих дымовых газов в трубе, в результате которой возникает движение потока дымовых газов по газоходам котла.

Действие дымовой трубы основано на законе сообщающихся сосудов. Вес столба атмосферного воздуха (рис. 45) больше веса такого же столба горячих продуктов горения в дымовой трубе. Вследствие этого наружный холодный воздух входит в топку, преодолевая сопротивление топки, газоходов, теплоиспользующих элементов.

Естественная тяга тем больше, чем ниже температура атмосферного воздуха, выше температура продуктов горения, барометрическое давление и высота дымовой трубы.

Регулирование естественной тяги осуществляется с помощью шиберов, которые устанавливаются в газоходах между котельным агрегатом и дымовой трубой.

Шибера обычно выполняют в виде металлической (чугунной) пластины. Для котлов, работающих на газообразном топливе, в верхней части шибера делается отверстие диаметром не менее 50 мм. Через это отверстие осуществляется вентиляция топки и газоходов в случае негазоплотных запорных устройств неработающего котла.

Регулирование тяги в схемах с искусственной тягой выполняется с помощью изменения угла поворотных лопаток осевого направляющего аппарата дымососа.

Недостаток тяги может быть причиной неполного сгорания газа из-за уменьшения количества поступающего в топку вторичного воздуха.

При неполном сгорании топлива и недостатке тяги продукты неполного сгорания топлива могут попадать в помещение котельной и вызывать отравление обслуживающего персонала.

Нормальная работа котла возможна при условии непрерывной подачи в топку воздуха, необходимого для горения топлива, и удаления в атмосферу продуктов горения после их охлаждения.

Схемы организации подачи воздуха в топку и перемещения продуктов горения в газоходах котельного агрегата показаны на рисунке 45.

В системе с естественной тягой (рис. 45 *а*) сопротивление потоков воздуха и продуктов горения преодолевается за счет разности давлений воздуха, поступающего в топочную камеру, и продуктов горения, удаляемых через дымовую трубу в атмосферу. В этом случае весь газовоздушный тракт находится под разрежением.

Эта система применяется в котлах малой мощности при малых сопротивлениях движению потоков воздуха и продуктов горения.

В схеме, представленной на рисунке 45 *б*, сопротивление воздушного и дымового трактов преодолевается за счет разрежения, создаваемого дымососом и дымовой трубой.

В системе, приведенной на рисунке 45 *в*, сопротивление воздушного и дымового трактов преодолевается вентилятором. При этом газоходы котла находятся под давлением. Такая система используется в котлах, работающих под наддувом.

Наибольшее распространение в настоящее время получила схема (рис. 45 *г*), в которой подача воздуха в топку осуществляется вентилятором, а продукты горения удаляются дымососом. В этом случае воздушный тракт находится под давлением, а газовый тракт под разрежением. Такая схема используется в котлах с уравновешенной тягой.

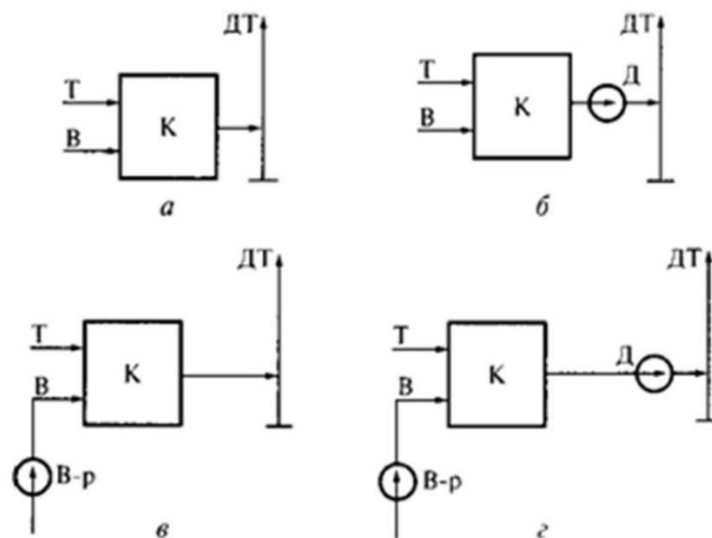


Рисунок 45 – Схема подачи воздуха в котельный агрегат и удаления продуктов горения:

а – за счет естественной тяги, создаваемой дымовой трубой; *б* – за счет искусственной тяги, создаваемой дымососом; *в* – с помощью дутьевого вентилятора и дымовой трубы; *г* – с помощью дутьевого вентилятора и дымососа; Т – топливо; В – воздух; К – котел; В-р – вентилятор; ДТ – дымовая труба; Д – дымосос

Дымовые трубы выполняются стальными при высоте до 35 м, кирпичными – до 100 м, железобетонными – более 100 м.

6.7 Каркас и обмуровка котла

Металлическая конструкция, опирающаяся на бетонный фундамент и поддерживающая барабан котла и трубную систему с водой, лестницы и помосты, а иногда и обмуровку, представляет собой каркас котельного агрегата. В настоящее время чаще всего применяют опорные (несущие) и обвязочные каркасы.

Паровые и водогрейные котлы малой мощности обычно имеют обвязочные каркасы, служащие для укрепления обмуровки, гарнитуры и других деталей. Масса металлической части котлов через специальные стойки или рамы передается непосредственно на фундамент.

Котлы вертикальной ориентации большой мощности обычно имеют несущий каркас (рис. 46), который состоит из вертикальных колонн 1, горизонтальных балок, горизонтальных ферм 5, раскосов-связей 2 и упрочненной конструкции из балок 6 потолочного перекрытия. Колонны крупных котлов изготавливаются из сварных профильных балок большого размера. Для уменьшения удельной нагрузки на фундамент под колонны устанавливают опорные башмаки 3, состоящие из опорных плит 7 и ребер жесткости 8. Раскосы-связи 2 фермы выполняют из профильного проката (швеллера, двутавра), связывая их между собой (сваривая) накладками 4.

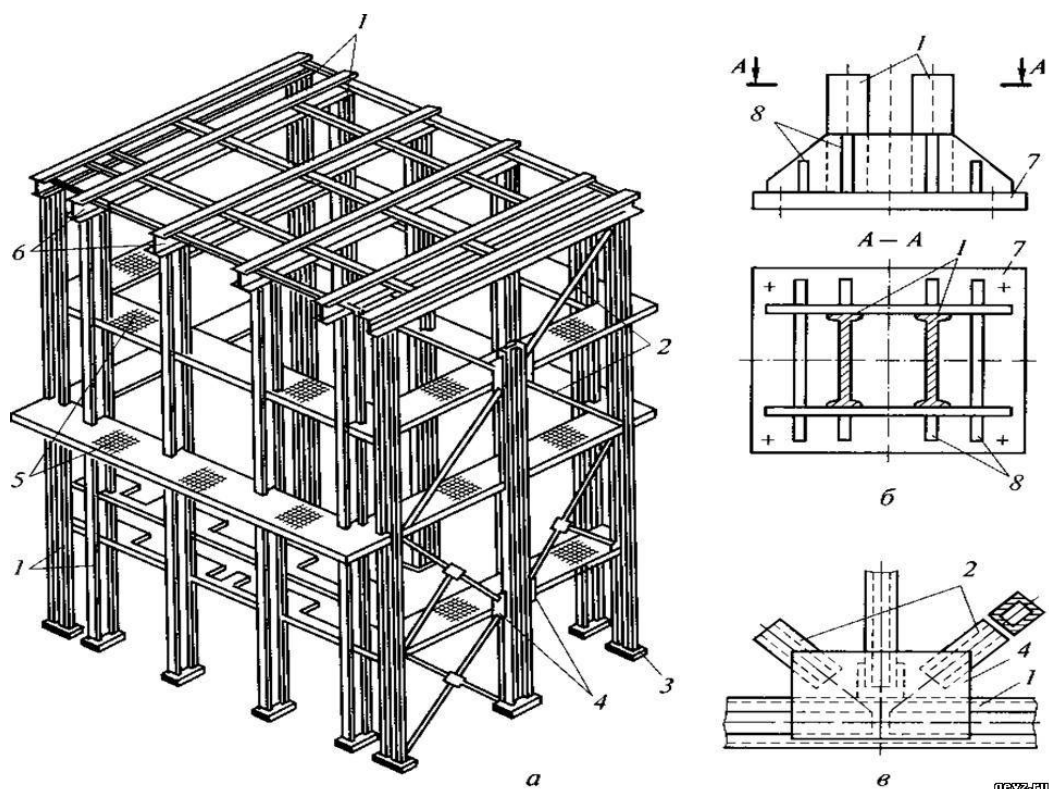


Рисунок 46 – Каркас котла и его элементы:

- а – общий вид; б – башмак; в – сочленение балок с раскосами;
 1 – колонны; 2 – раскосы-связи; 3 – опорный башмак; 4 – накладки;
 5 – горизонтальные фермы (площадки); 6 – балки потолочного
 перекрытия; 7 – опорная плита; 8 – ребра жесткости

Горизонтальные фермы 5, балки и раскосы-связи 2 применяют для придания поперечной устойчивости колоннам и повышения жесткости каркаса.

Для уменьшения термических напряжений в каркасе основные не-

сущие его элементы располагают за пределами газоходов и их обмуровки. Сочленения же оборудованных балок (например, опорных балок поверхностей нагрева конвективной шахты) с балками каркаса выполняются в виде скользящей опоры с одной стороны, при неподвижном креплении – с другой.

Лестницы и площадки, используемые для обслуживания и ремонта котла, часто размещаются на горизонтальных фермах или опираются на них. Их выполняют из сортового проката, покрывая проходные площадки просечно-вытяжным или рифленным листом.

Обмуровка котла служит для ограждения топочной камеры и газоходов от окружающей среды и для направления движения потока дымовых газов в пределах котельного агрегата. Она работает при достаточно высоких температурах и резком их изменении и должна обеспечивать минимальные потери теплоты в окружающую среду, быть плотной, механически прочной, простой и доступной для ремонта.

Обмуровки принято условно подразделять на тяжелые, облегченные и легкие, а по способам крепления – на свободно стоящие (на фундаментах), накаркасные (опирающиеся на каркас) и натрубные.

Внутренняя часть свободно стоящей обмуровки (рис. 47 а), обращенная в сторону высоких температур, выполняется из огнеупорного кирпича и называется футеровкой. Наружная часть обмуровки, называемая облицовкой, выполняется из строительного кирпича.

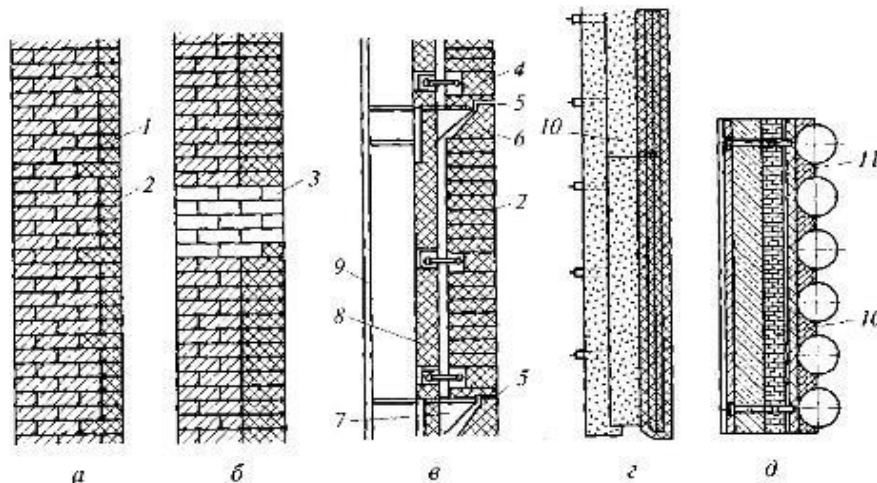


Рисунок 47 – Обмуровка котельного агрегата:

а – свободно стоящая; б – массивная; в – облегченная накаркасная;

г – щитовая; д – натрубная;

1,2 – красный и шамотный кирпич; 3 – перевязочный ярус;

4, 6 – шамотные и фасонные шамотные кирпичи; 5 – температурный шов; 7 – кронштейн; 8 – металлическая обшивка; 9 – разгрузочный пояс;

10 – теплоизоляционная плита; 11 – хромитовая или шамотная масса

Кирпичную массивную (рис. 47 б) обмуровку с перевязочным ярусом из огнеупорного материала выполняют в котлах небольшой производительности. Для котлов производительностью $50 \div 75$ т/ч и выше применяют облегченную накаркасную обмуровку (рис. 47 в), состоящую из слоя шамотного 4 и шамотного фасонного 6 кирпичей, образующих футеровку, и слоя легковесной теплоизолирующей шамотной массы. Через каждые $2,5 \div 3$ м устанавливают разгрузочные кронштейны, на которые опирается обмуровка.

Щитовую (рис. 47 г) обмуровку выполняют в виде отдельных прямоугольных щитов, которые укреплены на каркасе котла. Щит делают многослойным из огнеупорного бетона, армированного стальной сеткой, и теплоизолирующих слоев.

Натрубная (рис. 47 д) обмуровка крепится непосредственно к трубам и состоит из слоя хромитовой или шамотной массы и изоляционного слоя из минераловатных матрасов, на которые нанесена газонепроницаемая магнезиальная обмазка.

6.8 Гарнитура котла

Для обслуживания топки и газоходов в котельном агрегате используется следующая гарнитура: лазы, закрываемые дверцы, гляделки, взрывные клапаны, шиберы, поворотные заслонки, обдувочные аппараты, дробеочистка (рис. 48).

Закрывающиеся дверцы, лазы в обмуровке предназначены для осмотра и производства ремонтных работ при останове котла. Для наблюдения за процессом горения топлива в топке и состоянием конвективных газоходов служат гляделки. Взрывные предохранительные клапаны используются для защиты обмуровки от разрушения при хлопках в топке и газоходах котла и устанавливаются в верхних частях топки, последнего газохода агрегата, экономайзера и в своде.

Размещение, число и размеры предохранительных клапанов выбираются проектной организацией из расчета 250 см^2 площади взрывного клапана на 1 м^3 объема топки или газоходов котла.

Взрывные клапаны представляют собой рамки из углового железа круглой или квадратной формы, закрытые листовым асбестом толщиной $2 \div 2,5$ мм, плотно закрепленные в соответствующих проемах, сделанных в кладке топки и дымоходах котла. В случае взрыва давлением образовавшихся газов асбестовый картон прорывается, и газы получают выход наружу, благодаря чему давление их падает и снижается возможность опасного разрушения. В момент взрыва створка клапана после разрушения картона откроется, а после выхода газов наружу через газотводящий короб под действием своего веса или специальных грузов за-

кроется.

При работе на газообразном топливе, чтобы предотвратить скопление горючих газов в топках, дымоходах и боровых котельной установки во время перерыва в работе, в них всегда должна поддерживаться небольшая тяга; для этого в каждом отдельном борове котла к сборному борову должен быть свой шибер с отверстием в верхней части диаметром не менее 50 мм. Обдувочные аппараты и дробеочистка предназначены для очистки поверхностей нагрева от золы и сажи.

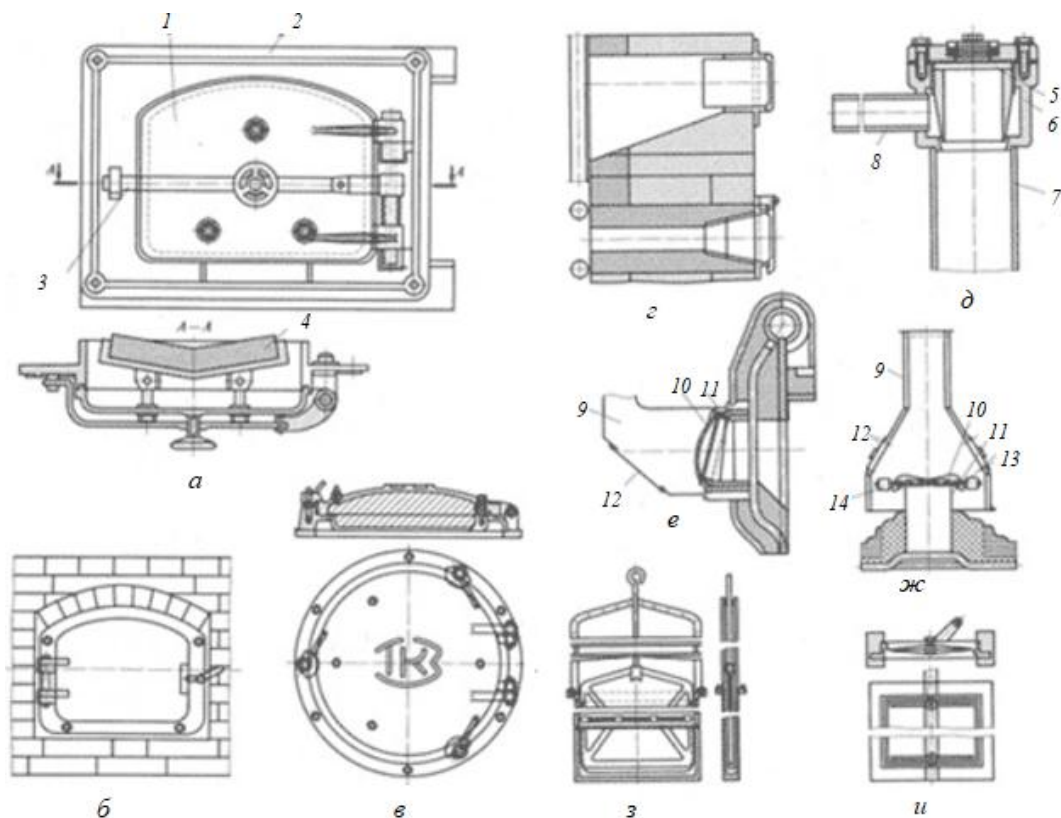


Рисунок 48 – Гарнитура котла:

а – дверца с уплотнениями и обмурованным металлическим экраном к топочной камере; *б*, *в* – лазы прямоугольной и круглой формы в обмуровке; *г*, *д* – гляделки для топочных камер и газоходов; *е*, *ж* – взрывные клапаны для установки в боковых стенах и потолке котельного агрегата; *з* – шибер; *и* – поворотная заслонка;
 1 – дверца; 2 – рама; 3 – щеколда; 4 – экран; 5 – стекло; 6, 11 – корпус;
 7 – патрубок; 8 – труба для подвода воздуха; 9 – отводящий короб;
 10 – створка клапана; 12 – люк; 13 – рычаг; 14 – груз

7 АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ

7.1 Аварийный останов котла

Для паровых котлов, предназначенных для сжигания газообразного или жидкого топлива, независимо от давления пара и производительности предусматриваются устройства, автоматически прекращающие подачу топлива к горелкам при:

- а) повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелками;
- б) понижении давления жидкого топлива перед горелками, кроме котлов, оборудованных ротационными горелками;
- в) уменьшении разрежения в топке;
- г) понижении давления воздуха перед горелками для котлов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха;
- д) погасании факелов горелок, отключение которых при работе котла не допускается;
- е) повышении давления пара при работе котельных без постоянного обслуживающего персонала;
- ж) повышении или понижении уровня воды в барабане;
- и) неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения, только для котельных второй категории.

Для водогрейных котлов при сжигании газообразного или жидкого топлива следует предусматривать устройства, автоматически прекращающие подачу топлива к горелкам при:

- а) повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелками;
- б) понижении давления жидкого топлива перед горелками, кроме котлов, оборудованных ротационными горелками;
- в) понижении давления воздуха перед горелками для котлов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха;
- г) уменьшении разрежения в топке;
- д) погасании факелов горелок, отключение которых при работе котла не допускается;
- е) повышении температуры воды на выходе из котла;
- ж) повышении или понижении давления воды на выходе из котла;
- з) неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения, только для котельных второй категории.

Для паровых котлов при камерном сжигании твердого топлива следует предусматривать устройства, автоматически прекращающие подачу топлива к горелкам при:

- а) понижении давления воздуха за дутьевыми вентиляторами;
- б) уменьшении разрежения в топке;

- в) погасании факела;
- г) повышении или понижении уровня воды в барабане;
- д) неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения, только для котельных второй категории.

Для паровых котлов с механизированными слоевыми топками для сжигания твердого топлива следует предусматривать устройства, автоматически отключающие тягодутьевые установки и механизмы, подающие топливо в топку при:

- а) понижении давления воздуха под решеткой;
- б) уменьшении разрежения в топке;
- в) повышении или понижении уровня воды в барабане;
- г) неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения, только для котельных второй категории.

Для водогрейных котлов с механизированными слоевыми топками и с камерными топками для сжигания твердого топлива следует предусматривать устройства, автоматически отключающие тягодутьевые установки и механизмы, подающие топливо в топку при:

- а) повышении температуры воды на выходе из котла;
- б) повышении или понижении давления воды на выходе из котла;
- в) уменьшении расхода воды;
- г) уменьшении разрежения в топке;
- д) понижении давления воздуха под решеткой или за дутьевыми вентиляторами.

Необходимость дополнительных условий защиты устанавливается по данным заводов – изготовителей котлоагрегатов.

Для подогревателей высокого давления (ПВД) следует предусматривать автоматическое их отключение при аварийном повышении уровня конденсата в корпусе подогревателя.

Для системы пылеприготовления следует предусматривать автоматические устройства:

- а) подачи воды в сушильную шахту при повышении температуры сушильного агента;
- б) прекращения подачи сушильного агента при повышении температуры пылевоздушной или пылегазовой смеси за мельницей;
- в) открывания клапанов присадки воздуха (холодного или воздуха после первой ступени воздухоподогревателя) при понижении давления в коробе первичного воздуха;
- г) включения вибраторов при аварийном прекращении подачи топлива в мельницу.

В водоподготовительных установках при схемах с подключением должно предусматриваться автоматическое отключение насосов подачи серной кислоты при понижении величины рН обрабатываемой воды.

Пределы отклонений параметров от номинальных значений, при которых должна срабатывать защита, устанавливаются заводами-

изготовителями технологического оборудования.

7.2 Сигнализация

В котельных, работающих без постоянного обслуживающего персонала, на диспетчерский пункт должны выноситься сигналы (световые и звуковые):

- неисправности оборудования, при этом в котельной фиксируется причина вызова;
- сигнал срабатывания главного быстродействующего запорного клапана топливоснабжения котельной;
- для котельных, работающих на газообразном топливе, при достижении загазованности помещения 10 % от нижнего предела воспламеняемости природного газа.

В котельных с постоянным обслуживающим персоналом предусматривается светозвуковая сигнализация:

- а) остановки котла (при срабатывании защиты);
- б) причины срабатывания защиты;
- в) понижения температуры и давления жидкого топлива в общем трубопроводе к котлам;
- г) повышения или понижения давления газа;
- д) понижения давления воды в каждой питательной магистрали (при постоянно работающих питательных насосах);
- е) понижения или повышения давления воды в обратном трубопроводе тепловой сети;
- ж) повышения или понижения уровня воды в баках (деаэрационных, аккумуляторных систем горячего водоснабжения; конденсатных; питательной, осветленной, декарбонизированной воды и т. п.), а также понижения уровня промывочной воды в баках;
- и) повышения или понижения уровня жидкого топлива в резервуарах;
- к) повышения температуры жидких присадок в резервуарах хранения;
- л) неисправности оборудования установок для снабжения котельных жидким топливом (при их эксплуатации без постоянного обслуживающего персонала);
- м) повышения температуры подшипников электродвигателей и технологического оборудования при требовании заводов-изготовителей;
- н) понижения величины рН в обрабатываемой воде (в схемах водоподготовки с подкислением);
- о) понижения давления (разрежения) в деаэраторе.

7.3 Автоматическое регулирование процессов горения

Автоматическое регулирование процессов горения следует предусматривать для котлов с камерными топками для сжигания твердого, газообразного и жидкого топлива, а также для котлов со слоевыми механизированными топками, позволяющими автоматизировать их работу.

Автоматическое регулирование котельных, работающих без постоянного обслуживающего персонала, должно предусматривать автоматическую работу основного и вспомогательного оборудования котельной в зависимости от заданных параметров работы и с учетом автоматизации теплопотребляющих установок. Запуск котлов при аварийном их отключении должен производиться после устранения неисправностей вручную.

Примечание. Автоматизация процесса горения для работы котлов на аварийном топливе не предусматривается.

Для паровых котлов следует предусматривать автоматическое регулирование питания водой; при давлении пара до $1,7 \text{ кгс/см}^2$ допускается ручное регулирование питания котла.

Для пылеприготовительных установок с бункером пыли следует предусматривать регуляторы:

- загрузки мельницы топливом;
- давления (разрежения) сушильного агента перед мельницей;
- температуры пылевоздушной смеси за мельницей (для всех топлив, кроме антрацита).

При применении схемы пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку котлов следует предусматривать регулятор расхода первичного воздуха, подаваемого в мельницы, и регулятор температуры пылевоздушной (пылегазовой) смеси за мельницей (для всех топлив, кроме антрацита).

В циркуляционных трубопроводах горячего водоснабжения и в трубопроводе перед сетевыми насосами следует предусматривать автоматическое поддержание давления.

Для деаэратора атмосферного и повышенного давления следует предусматривать автоматическое регулирование уровня воды и давления пара. При параллельном включении нескольких деаэраторов с одинаковым давлением пара следует предусматривать общие автоматические регуляторы.

Для вакуумных деаэраторов следует предусматривать автоматическое поддержание температуры деаэрированной воды.

При подаче воды из вакуумных деаэраторов непосредственно в баки-аккумуляторы горячего водоснабжения регулирование уровня воды в баках не предусматривается. Для промежуточных баков деаэрированной воды следует предусматривать автоматическое регулирование

уровня воды в этих баках.

В деаэрационных установках систем теплоснабжения следует предусматривать автоматическое поддержание температуры воды, поступающей в деаэраторы.

Для редукционных установок следует предусматривать автоматическое регулирование давления, для редукционно-охладительных установок – давления и температуры, для охладительных установок – температуры пара.

Для пароводяных подогревателей необходимо предусматривать автоматическое регулирование уровня конденсата.

В котельной следует предусматривать автоматическое поддержание заданной температуры воды, поступающей в системы теплоснабжения и горячего водоснабжения, а также заданную температуру обратной воды, поступающей в котлы, если это предусмотрено инструкцией завода изготовителя.

Для котельных с водогрейными котлами, оборудованными толками, не предназначенными для автоматического регулирования процесса горения, автоматическое регулирование температуры воды допускается не предусматривать.

Для водоподготовительных установок следует предусматривать автоматическое регулирование:

- температуры подогрева исходной воды (при установке осветлителей);
- уровня в баках декарбонизированной и осветленной воды;
- расхода реагентов (автоматическая подача нитратов не выполняется).

При установке фильтров диаметром 2000 мм и более допускается автоматизировать процесс их восстановления.

В проекте котельной следует предусматривать регуляторы давления газообразного топлива, температуры к давлению жидкого топлива.

7.4 Контроль параметров

Для контроля параметров, наблюдение за которыми необходимо при эксплуатации котельной, следует предусматривать показывающие приборы; для контроля параметров, изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования, – сигнализирующие показывающие приборы, а для контроля параметров, учет которых необходим для анализа работы оборудования или хозяйственных расчетов, – регистрирующие или суммирующие приборы.

Для котлов с давлением пара свыше $1,7 \text{ кгс/см}^2$ и производительностью менее 4 т/ч следует предусматривать показывающие приборы

для измерения:

- а) температуры и давления питательной воды в общей магистрали перед котлами;
- б) давления пара и уровня воды в барабане;
- в) давления воздуха под решеткой или перед горелкой;
- г) разрежения в топке;
- д) давления жидкого и газообразного топлива перед горелками.

Для котлов с давлением пара свыше $1,7 \text{ кгс/см}^2$ и производительностью от 4 до 30 т/ч следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

- а) температуры пара за пароперегревателем до главной паровой задвижки;
- б) температуры питательной воды за экономайзером;
- в) температуры уходящих газов;
- г) температуры воздуха до и после воздухоподогревателя;
- д) давления пара в барабане (для котлов производительностью более 10 т/ч указанный прибор должен быть регистрирующим);
- е) давления перегретого пара до главной паровой задвижки;
- ж) давления пара у мазутных форсунок;
- и) давления питательной воды на входе в экономайзер после регулирующего органа;
- к) давления воздуха после дутьевого вентилятора, каждого регулирующего органа для котлов, имеющих зонное дутье, перед горелками за регулирующими органами и пневмозабрасывателями;
- л) давления жидкого и газообразного топлива перед горелками за регулирующим органом;
- м) разрежения в топке;
- н) разрежения перед дымососом;
- п) расхода пара в общей паропроводе от котлов (самопишущий прибор);
- р) содержания кислорода в уходящих газах (переносный газоанализатор);
- с) уровня воды в барабане котла. При расстоянии от площадки, с которой ведется наблюдение за уровнем воды, до оси барабана более 6 м или при плохой видимости водоуказательных приборов на барабане следует дополнительно предусматривать два сниженных указателя уровня, один из указателей должен быть регистрирующим.

Для котлов с давлением пара свыше $1,7 \text{ кгс/см}^2$ и производительностью более 30 т/ч следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

- а) температуры пара за пароперегревателем до главной паровой задвижки (показывающий и регистрирующий);
- б) температуры питательной воды за экономайзером;
- в) температуры уходящих газов (показывающий и регистрирую-

щий):

- г) температуры воздуха до и после воздухоподогревателя;
- д) температуры пылевоздушной смеси в пылепроводах перед горелками при транспортировании пыли горячим воздухом;
- е) давления пара в барабане;
- ж) давления перегретого пара до главной паровой задвижки (показывающий и регистрирующий);
- и) давления пара у мазутных форсунок;
- к) давления питательной воды на входе в экономайзер после регулирующего органа;
- л) давления воздуха после дутьевого вентилятора и каждого регулирующего органа для котлов, имеющих зонное дутье, перед горелками за регулирующими органами и пневмозабрасывателями;
- м) давления жидкого и газообразного топлива перед горелками за регулирующим органом;
- н) разрежения в топке;
- п) разрежения перед дымососом;
- р) расхода пара от котла (показывающий и регистрирующий);
- с) расхода жидкого и газообразного топлива на котел (суммирующие и регистрирующие);
- т) расхода питательной воды к котлу (показывающий и регистрирующий):

у) содержания кислорода в уходящих газах (автоматический показывающий и регистрирующий газоанализатор);

ф) уровня воды в барабане котла. При расстоянии от площадки, с которой ведете наблюдение за уровнем воды, до оси барабана более 6 м или при плохой видимости водоуказательных приборов на барабане котла следует дополнительно предусматривать два сниженных указателя уровня; один из указателей должен быть регистрирующим.

Для котлов с давлением пара $1,7 \text{ кгс/см}^2$ и ниже и водогрейных котлов с температурой воды 115°C и ниже следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

- а) температуры воды в общем трубопроводе перед водогрейными котлами и на выходе из каждого котла (до запорной арматуры);
- б) давления пара в барабане парового котла;
- в) давления воздуха после группового дутьевого вентилятора;
- г) давления воздуха после регулирующего органа;
- д) разрежения в топке;
- е) разрежения за котлом;
- ж) давления газа перед горелками.

Для водогрейных котлов с температурой воды более 115°C следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

- а) температуры воды на входе в котел после запорной арматуры (показывающий и регистрирующий только при требовании завода-

изготовителя котла о поддержании постоянной температуры воды);

б) температуры воды на выходе из котла до запорной арматуры (показывающий и регистрирующий только при требовании завода-изготовителя котла о поддержании постоянной температуры воды);

в) температуры воздуха до и после воздухоподогревателя;

г) температуры уходящих газов (показывающий и регистрирующий);

д) давления воды на входе в котел после запорной арматуры и на выходе из котла до запорной арматуры;

е) давления воздуха после дутьевого вентилятора и каждого регулирующего органа для котлов, имеющих зонное дутье, перед горелками за регулирующими органами и пневмозабрасывателем;

ж) давления жидкого и газообразного топлива перед горелками после регулирующего органа;

и) разрежения в топке;

к) разрежения перед дымососом;

л) расхода воды через котел (показывающий и регистрирующий);

м) расхода жидкого и газообразного топлива для котлов производительностью от 30 Гкал/ч и более (суммирующие и регистрирующие);

н) содержания кислорода в уходящих газах (для котлов производительностью до 20 Гкал/ч – переносный газоанализатор, для котлов большей производительности – автоматические показывающие и регистрирующие газоанализаторы).

Для систем пылеприготовления следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

а) температуры воздуха перед мельницей или подсушивающим устройством;

б) температуры пылевоздушной смеси за мельницей;

в) температуры пыли в бункере (для всех топлив кроме антрацита);

г) сопротивления шаровых барабанных и среднеходных мельниц.

В проекте следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

а) температуры прямой и обратной сетевой воды;

б) температуры воды в питательных магистралях перед котлами (только при установке ПВД);

в) температуры конденсата, возвращаемого в котельную (в каждом трубопроводе);

г) температуры жидкого топлива на входе в котельную;

д) давления в подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей (до и после грязевиков);

е) давления воды в питательных магистралях;

ж) давления жидкого и газообразного топлива в магистралях перед котлами.

В проекте следует предусматривать регистрирующие приборы для

измерения:

- а) температуры перегретого пара в общем паропроводе к потребителям;
- б) температуры воды в подающих трубопроводах систем теплоснабжения и горячего водоснабжения и в каждом обратном трубопроводе;
- в) температуры возвращаемого конденсата;
- г) давления пара в общем паропроводе к потребителю (при требовании потребителя);
- д) давления воды в каждом обратном трубопроводе системы теплоснабжения;
- е) давления и температуры газа в общем газопроводе котельной;
- ж) расхода воды в каждом падающем трубопроводе систем теплоснабжения и горячего водоснабжения (суммирующий);
- з) расхода пара к потребителю (суммирующий);
- и) расхода воды, поступающей на подпитку тепловой сети, при ее количестве 2 т/ч и более (суммирующий);
- к) расхода циркуляционной воды горячего водоснабжения (суммирующий);
- л) расхода возвращаемого конденсата (суммирующий);
- м) расхода газа в общем газопроводе котельной (суммирующий);
- н) расхода жидкого топлива в прямой и обратной магистралях (суммирующие).

Для деаэрационных установок необходимо предусматривать показывающие приборы для измерения:

- а) температуры и уровня деаэрированной воды в баках;
- б) температуры воды, поступающей в деаэратор;
- в) давления пара в деаэраторах атмосферного и повышенного давления (показывающие и регистрирующие);
- г) разрежения в вакуумных деаэраторах (показывающие и регистрирующие).

Для насосных установок следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

- а) давления воды жидкого топлива и жидких присадок во всасывающих патрубках (после запорной арматуры) и в напорных патрубках (до запорной арматуры) всех насосов;
- б) давления пара перед паровыми питательными насосами;
- в) давления пара после паровых питательных насосов (при использовании отработанного пара).

В установках для нагрева воды и мазута необходимо предусматривать показывающие приборы для измерения:

- а) температуры нагреваемой среды и греющей воды до и после каждого подогревателя;
- б) температуры конденсата после охладителей конденсата;

в) давления нагреваемой среды в общем трубопроводе до подогревателей и за каждым подогревателем;

г) давления пара к подогревателям.

Для водоподготовительных установок (кроме приборов, указанных выше для насосных установок и установок для нагрева воды и мазута) следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

а) давления воды до и после каждого фильтра;

б) расхода воды, поступающей к каждому ионитному фильтру (при установке двух фильтров предусматривается общий расходомер на оба фильтра).

в) расхода воды, поступающей на водоподготовку (суммирующий);

г) расхода воды на взрыхление фильтров;

д) расхода воды после каждого осветлительного фильтра;

е) расхода воды, поступающей к каждому эжектору приготовления регенерационного раствора;

ж) уровня декарбонизированной и осветленной воды в баках.

Для установок снабжения котельных жидким топливом (кроме приборов, указанных выше для насосных установок и установок для нагрева воды и мазута) следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

а) температуры топлива в баках;

б) давления топлива до и после фильтров;

в) уровня топлива в резервуарах и приемной емкости.

Для установок приема и ввода жидких присадок (кроме приборов, указанных выше для насосных установок и установок для нагрева воды и мазута) следует предусматривать показывающий прибор для измерения температуры присадок в резервуарах.

Для редуционных, редуционно-охладительных и охлаждательных установок следует предусматривать показывающие приборы для измерений:

а) температуры перегретого пара в подводящем паропроводе;

б) температуры охлажденного пара;

в) давления пара в подводящем паропроводе;

г) давления редуцированного пара.

Для системы пневмозолошлакоудаления следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

а) давления пара к эжекционной вакуумной установке;

б) разрежения в воздухопроводе между осадительной камерой и вакуумной установкой;

в) разрежения на выходе из вакуумной установки до запорной арматуры.

8 ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ

8.1 Поддержание номинальной температуры пара при пониженных нагрузках

В процессе эксплуатации парогенератора температура перегретого пара может меняться вследствие изменения удельного тепловосприятия пароперегревателя. Наибольшее влияние на температуру перегретого пара оказывает нагрузка парогенератора. Температура перегрева пара зависит также от температуры питательной воды, избытка воздуха в топке, шлакования и загрязнения экранов и пароперегревателя, от характеристик топлива.

В радиационном пароперегревателе с повышением нагрузки температура перегрева пара снижается, так как удельное тепловосприятие пароперегревателя возрастает в топке медленнее, чем увеличивается нагрузка.

В конвективном пароперегревателе количество проходящих через него продуктов сгорания увеличивается почти пропорционально увеличению нагрузки и одновременно повышается температура на выходе из топки. Соответственно повышаются коэффициент теплоотдачи в пароперегревателе и температурный напор. В результате удельное тепловосприятие пароперегревателя растет быстрее, чем нагрузка парогенератора, и температура перегрева пара возрастает.

В барабанных парогенераторах при снижении температуры питательной воды расход топлива и продуктов сгорания увеличивается, что повышает скорость газов в пароперегревателе и увеличивает коэффициент теплоотдачи. Следовательно, при неизменном расходе пара повышается температура его перегрева. В прямоточных парогенераторах снижение температуры питательной воды приводит к уменьшению поверхности нагрева зоны пароперегревателя, и температура перегрева пара снижается.

Увеличение избытка воздуха в топке уменьшает долю тепла, передаваемого радиацией в топке, и увеличивает объем и скорость продуктов сгорания, проходящих через пароперегреватель. В результате повышается температура перегрева пара.

Повышение влажности твердого топлива при неизменной паропроизводительности парогенератора увеличивает объем продуктов сгорания, проходящих через пароперегреватель, и его удельное тепловосприятие, за счет чего также повышается температура перегрева пара.

Шлакование экранов в топке вызывает повышение температуры продуктов сгорания перед пароперегревателем и температуры перегрева пара. Загрязнение пароперегревателя вызывает снижение температуры перегретого пара.

В прямоточных парогенераторах поверхность нагрева зоны пароперегревателей меняется и зависит от эксплуатационных факторов. Поддержанием соотношения расхода воды и топлива можно обеспечить неизменную температуру перегрева пара. Небольшое изменение расхода топлива вызывает существенное изменение температуры пара вследствие малой аккумулирующей способности парогенератора.

В соответствии с ГОСТом установлены допустимые отклонения температуры перегрева пара от номинального значения в пределах от +10 до –15 °С в парогенераторах среднего давления и от +5 до –10 °С в парогенераторах высокого давления. Применяемые системы и конструкции пароперегревателей в различных условиях эксплуатации не могут обеспечить поддержание температуры пара в допустимых пределах. В связи с этим энергетический парогенератор должен иметь устройство для регулирования температуры пара. При этом номинальная температура перегретого пара после первичного и промежуточного пароперегревателей должна обеспечиваться в диапазоне нагрузок парогенератора 70–100 % при допустимых изменениях всех других факторов, влияющих на температуру перегрева пара.

В современных парогенераторах применяются два способа регулирования температуры пара: *паровое* и *газовое*. При паровом регулировании температура пара поддерживается постоянной путем изменения степени его охлаждения или изменения энтальпии пара, поступающего в пароперегреватель или в отдельные его ступени. При газовом регулировании осуществляется воздействие на тепловосприятие пароперегревателя за счет изменения передачи тепла от газов к его поверхности нагрева.

Паровое регулирование температуры первичного пара осуществляется либо в *поверхностных пароохладителях*, либо путем впрыска в поток перегретого пара чистого конденсата – *впрыскивающие пароохладители*.

Изменение температуры пара по тракту пароперегревателя при различных схемах включения пароохладителя показано на рисунке 49.

Установка пароохладителя на выходе пара из пароперегревателя не применяется, так как пароперегреватель при этом остается незащищенным от чрезмерно высокой температуры. Размещение пароохладителя на стороне насыщенного пара определяет значительное запаздывание системы регулирования температуры пара и в настоящее время применяется в агрегатах малой мощности. Как правило, пароохладители komponуются в рассечку, что обеспечивает меньшую инерционность регулирования вследствие сокращения длины пути пара после регулятора и времени, необходимого для изменения количества тепла, аккумулированного в пароперегревателе. В результате регулирование конечной температуры пара достигается почти в 2 раза быстрее, чем при установке пароохладителя на стороне насыщенного пара.

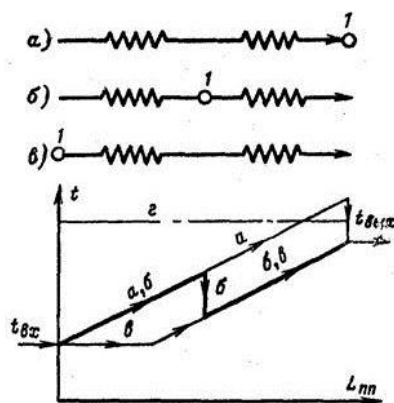


Рисунок 49 – Изменение температуры пара в зависимости от размещения пароохладителя:
а – за пароперегревателем; б – в рассечку; в – на входе насыщенного пара; г – допустимая температура металла труб; 1 – пароохладитель

Поверхностный пароохладитель представляет собой трубчатый теплообменник. Внутри труб протекает охлаждающая вода, снаружи трубы омываются охлаждаемым паром (рис. 50).

Пароохладитель состоит из корпуса, внутри которого по всей длине размещаются змеевики из стальных труб диаметром 28х3 мм. К корпусу приварены штуцера длиной около 100 мм, к которым сваркой присоединены концы змеевиков пароперегревателя.

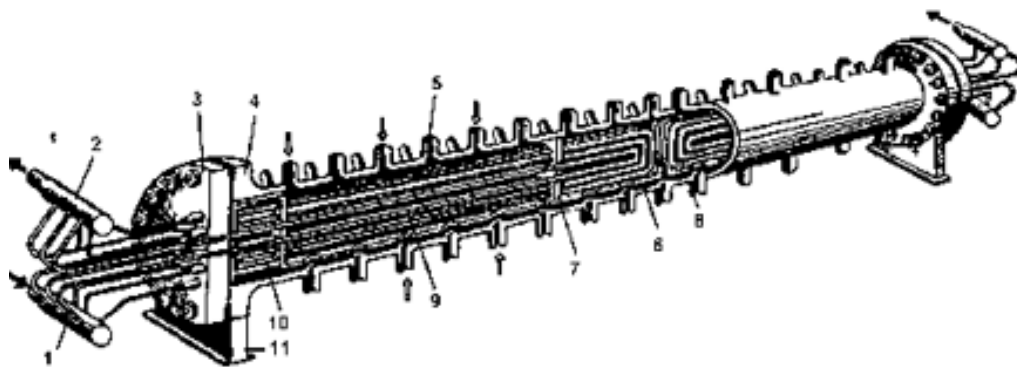


Рисунок 50 – Поверхностный пароохладитель (регулятор перегрева):
1 – входной коллектор питательной воды; 2 – выходной коллектор воды; 3 – крышка; 4 – корпус; 5 – подвод пара; 6 – корыто; 7 – диск опорный; 8 – выход пара; 9 – змеевики охладителя; 10 – кожух; 11 – опора

В качестве охлаждающей воды используется обычно питательная вода. По потоку питательной воды пароохладитель может быть включен параллельно или последовательно с экономайзером (рис. 51).

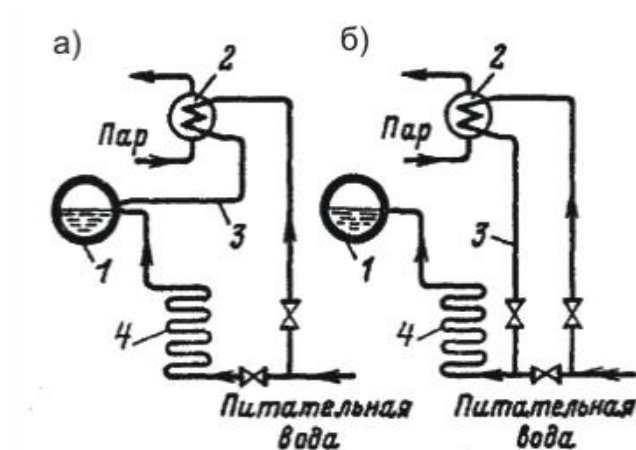


Рисунок 51 – Схемы включения поверхностного пароохладителя:
а – параллельная; б – последовательная;
1 – барабан; 2 – пароохладитель; 3 – отвод охлаждающей воды;
4 – водяной экономайзер

При параллельной схеме включения пароохладителя (рис. 51 а) с увеличением количества проходящей через него воды ухудшаются условия охлаждения экономайзера и уменьшается использование в нем тепла отходящих газов. В современных парогенераторах применяется включение пароохладителя последовательно с экономайзером (рис. 51 б).

В зависимости от температуры перегретого пара автоматически регулируется количество охлаждающей воды, подаваемой в змеевики пароохладителя. Подвод охлаждающей питательной воды производится с торца пароохладителя через входной коллектор, а отвод через выходной коллектор.

Для обеспечения необходимого диапазона регулирования пароохладитель парогенераторов с естественной и многократной принудительной циркуляцией должен обеспечивать возможность снижения энтальпии пара на $\Delta i_{\text{по}} = 60\text{--}80$ кДж/кг.

Температура воды на входе в экономайзер (по схеме рис. 51 б) будет выше, чем у воды, поступающей в парогенератор

$$i_{\text{пв.э.}} = i_{\text{п.в.}} + \Delta i_{\text{по.}}$$

Количество питательной воды, проходящей через пароохладитель при полной его нагрузке, достигает 30–40 % общего ее расхода.

Впрыскивающий пароохладитель (рис. 52) устанавливается на прямом участке паропровода или в коллекторе длиной 6–7 м, при этом охлаждающая вода или конденсат вводится в поток пара через форсунку-распылитель с несколькими отверстиями диаметром 3–6 мм. Во избежание попадания относительно холодных струй воды на горячие

стенки корпуса (коллектора) внутри него установлена разгруженная от давления защитная рубашка цилиндрической формы (рис. 52 а) или в виде сопла Вентури (рис. 52 б). Размер защитной рубашки (3–5 м) определяется расчетной длиной участка испарения капель влаги.

Снижение температуры перегретого пара впрыскивающим пароохладителем достигается на некотором расстоянии от места ввода воды, так как на испарение капель конденсата и последующий перегрев образовавшегося из них пара требуется некоторый промежуток времени, а скорость потока пара в пароохладителе более 40 м/с. Уменьшение этого расстояния достигается более тонким распылением воды за счет уменьшения диаметра отверстий форсунки и увеличения перепада давления между впрыскиваемой водой и паром и, по возможности, увеличением разности температур пара и конденсата.

Количество пара, проходящего через ступень пароперегревателя после пароохладителя, увеличивается и равно, кг/ч:

$$D_n = D'_n + \Delta D_g,$$

где D'_n – количество пара до пароохладителя, кг/ч; ΔD_g – количество воды, поступающей в пароохладитель, кг/ч.

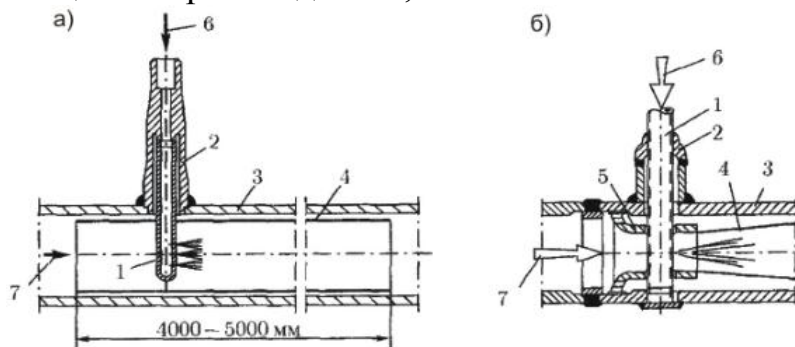


Рисунок 52 – Впрыскивающий пароохладитель:

а – с цилиндрической защитной рубашкой; б – с соплом Вентури;

1 – водяная форсунка; 2 – штуцер; 3 – корпус пароохладителя;

4 – защитная рубашка; 5 – сопло Вентури;

6 – вход охлаждающей воды; 7 – вход пара

Разность $\Delta i_{no} = i'_{no} - i''_{no}$ называют удельным теплосъемом в пароохладителе, где i'_{no} и i''_{no} – энтальпия пара на входе и выходе пароохладителя, кДж/кг. Он составляет обычно (в целом на весь пароперегреватель) $\Delta i_{no} = 60 - 80$ кДж/кг или в пересчете на изменение температуры $\Delta t_{no} = 30 - 45$ °С.

Общее количество конденсата, поступающего в пароохладитель, определяется из условий обеспечения снижения энтальпии пара на 80 кДж/кг при работе парогенератора с полной нагрузкой и определяется по формуле

$$\Delta D_{\text{с}} = \frac{D'_n \Delta i_{no}}{i_{n.n.} + i_{\kappa}}, \text{ кг/ч},$$

где $i_{n.n.}$ и i_{κ} – энтальпии перегретого пара и конденсата, поступающего в пароохладитель, кДж/кг.

Следует учитывать, что по мере приближения пароохладителя к выходу пара из пароперегревателя ухудшаются температурные условия работы металла паропровода в месте впрыска. Это также является одной из причин применения двух-трех пароохладителей по тракту пара, что позволяет более тонко регулировать температуру пара и более надежно защищать отдельные ступени пароперегревателя.

Впрыскивающие пароохладители требовательны к качеству воды, используемой для впрыска.

В барабанных паровых котлах при сильно минерализованной питательной воде конденсат для впрыска получают в самом котле за счет конденсации части насыщенного пара, отбираемого из барабана котла. Такой способ получения качественной воды для впрыска называют схемой впрыска собственного конденсата (рис. 53).

Конденсация насыщенного пара происходит за счет отвода теплоты к питательной воде, поступающей затем в экономайзер. Установленный в нижней части конденсатора сборник выдает конденсат на впрыски в пароохладители, а избыток его через линию перелива возвращается в барабан. Для увеличения перепада давления на впрыскивающем устройстве в этом случае рекомендуется защитную рубашку выполнять в форме сопла Вентури, обеспечивающей в узком ее сечении снижение статического давления пара (рис. 52 б).

Таким образом, сравнивая оба типа, следует отметить, что к *недостаткам поверхностных пароохладителей* относятся:

- большая инерционность;
- низкий диапазон регулирования;

а к *недостаткам впрыскивающих пароохладителей* – сложность конструкции, связанная с необходимостью установки блока для получения собственного конденсата.

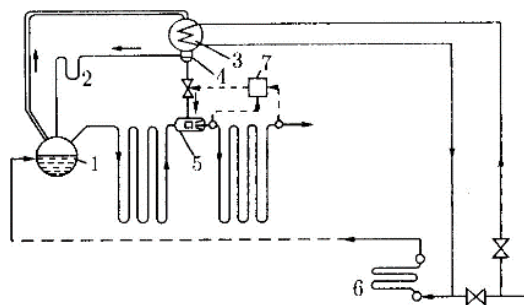


Рисунок 53 – Схема регулирования перегрева пара впрыском собственного конденсата:

1 – барабан; 2 – линия перелива; 3 – конденсатор; 4 – сборник конденсата; 5 – впрыскивающий пароохладитель; 6 – экономайзер; 7 – регулятор температуры пара

Газовое регулирование температуры перегретого пара

Рециркуляция обеспечивается возвратом части газов V_{pc} из газохода после экономайзера с температурой $\vartheta_{pc} = 350\text{--}450\text{ }^{\circ}\text{C}$ в топочную камеру (рис. 54 а).

Газы рециркуляции вводятся либо в кольцевой канал вокруг горелки, либо непосредственно в короб воздуха горелок. Поскольку абсолютное давление газов в топке выше, чем в месте отбора их на рециркуляцию, подача газов в топку возможна только специальным дымососом рециркуляции газов. В связи с этим увеличиваются затраты электроэнергии на перекачку газов.

Кроме того, возврат части газов в топку увеличивает общий объем газов в тракте от точки отбора газов и сопротивление этого тракта, отчего дополнительно увеличиваются затраты энергии на тягу в основных дымососах.

Доля рециркуляции газов:

$$r_{pc} = \frac{V_{pc}}{V''_{z.otb}},$$

где $V''_{z.otb}$ – объем газов за местом их отбора на рециркуляцию, $\text{м}^3/\text{кг}$. Доля рециркуляции изменяется обычно от 0,05 до 0,4 (или от 5 до 40 %) и увеличивается по мере снижения нагрузки, когда заметно уменьшается тепловосприятие конвективных поверхностей промежуточного перегревателя (рис. 54 б).

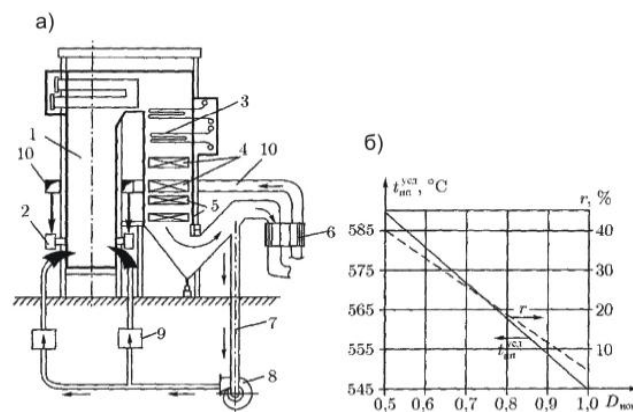


Рисунок 54 – Организация рециркуляции дымовых газов в топку:
а – общая схема; б – изменение условной температуры вторично перегретого пара $t_{n,n}^{усл.}$ от рециркуляции при разных нагрузках котла;
1 – топка; 2 – газомазутные горелки; 3, 4 – конвективные поверхности основного и промежуточного пароперегревателей; 5 – экономайзер;
6 – РВП (регенеративный воздухоподогреватель); 7 – линия отбора газов на рециркуляцию; 8 – дымосос рециркуляции газов;
9 – регулятор расхода; 10 – короб горячего воздуха

В результате ввода рециркулирующих газов происходит снижение температуры горения в топке, уменьшение тепловосприятости топочных экранов и увеличение тепловосприятости конвективных поверхностей. В итоге в среднем 1 % рециркуляции газов обеспечивает повышение температуры пара на 1,0–1,5 °С.

Рециркуляция дымовых газов в широком диапазоне применяется преимущественно на газомазутных котлах, на которых ввод инертных газов в зону горения практически не влияет на полноту сгорания топлива и поверхности которых не подвержены золовому износу при повышенной скорости газов в газоходах. При сжигании газа и особенно мазута доля рециркуляции составляет 5–10 %, что даже при полной нагрузке обеспечивает снижение теплового потока на экраны топочной камеры и оказывает положительную роль в отношении защиты экранов НРЧ от чрезмерно высоких тепловых нагрузок.

Введение инертных газов рециркуляции в ядро факела при сжигании твердых топлив допустимо только для реакционных топлив, в других случаях это приводит к затягиванию горения и возможному росту потерь теплоты с недожогом. При сжигании шлакующих топлив возможна рециркуляция газов в верхнюю часть топки. Ее цель – снижение температуры газов перед ширмами, что уменьшает вероятность их шлакования.

Рециркуляции газов приводит к некоторому повышению температуры уходящих газов и, следовательно, потерь теплоты с ними. При этом несколько возрастет расход топлива по сравнению с режимом без

рециркуляции.

Байпасирование продуктов сгорания

Регулирование температуры вторично перегреваемого пара байпасированием продуктов сгорания (рис. 55) можно осуществить двумя способами: либо использованием холостого газохода между пакетами пароперегревателя (рис. 55 а), либо перераспределением продуктов сгорания по параллельным газоходам, в одном из которых расположена поверхность перегревателя (так называемый «расщепленный газоход») (рис. 55 б).

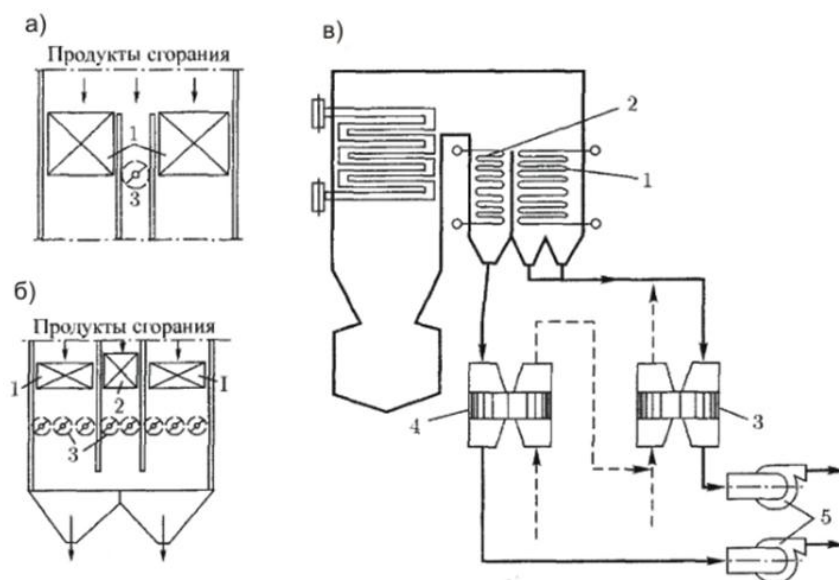


Рисунок 55 – Схемы регулирования температуры пара байпасированием продуктов сгорания:

- а – через холостой газоход; б – распределением газов по газоходам;
- 1 – пакеты промежуточного перегревателя; 2 – экономайзер;
- 3 – регулирующая заслонка; в – с разделением газоходов;
- 1 – промперегреватель; 2 – экономайзер; 3 – основной воздухоподогреватель; 4 – предвключенный воздухоподогреватель;
- 5 – дымосос

8.2 Выбор температуры горячего воздуха

Температура горячего воздуха при сжигании твердых топлив определяется не только характеристиками топлива, но и организацией его сжигания.

Количество поступающего в зону горения воздуха по массе в несколько раз превосходит массу топлива. Недостаточный подогрев воздуха может затормозить воспламенение топлива и привести к значительному недожогу. Для топлив с относительно малым выходом лету-

чих веществ ($V^{\text{daf}} < 25 \%$) раннее воспламенение и низкий механический недожог достигаются при температуре горячего воздуха не ниже $300\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Более низкий подогрев воздуха ($250\text{--}300\text{ }^{\circ}\text{C}$) по условиям горения допустим для топлив с высоким выходом летучих ($V^{\text{daf}} > 25 \%$). Исключение составляют сильновлажные топлива, требующие использования для работы в пылесистеме высокотемпературного сушильного агента. Последний можно получить путем смешения части горячих топочных газов с воздухом. Тогда допустимо некоторое снижение подогрева воздуха в воздухоподогревателях. Так, при влажности топлива $W_{\text{пр}}^{\text{r}} \leq 2 (\% \cdot \text{кг})/\text{МДж}$ температура горячего воздуха может быть принята $270\text{--}300\text{ }^{\circ}\text{C}$, а при $W_{\text{пр}}^{\text{r}} \geq 5 (\% \cdot \text{кг})/\text{МДж}$ – $400\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Обеспечение жидкого шлакоудаления требует высокого подогрева воздуха (не ниже $350\text{ }^{\circ}\text{C}$). Уровень его подогрева зависит от выхода летучих, температуры плавкости золы и влажности сжигаемого топлива (табл. 2).

Сжигание мазута и природного газа допускает умеренный подогрев воздуха, при котором исключается недогорание топлива в высоконапряженных топках. Экономически выгодно подогревать воздух выше температуры питательной воды, поступающей в экономайзер.

Таблица 2 – Температура подогрева воздуха

Характеристика топочного устройства	Характеристика топлива	Рекомендуемая температура $t_{\text{гв}},\text{ }^{\circ}\text{C}$
Топки с твердым шлакоудалением	Сухое топливо, $W_{\text{пр}}^{\text{r}} \leq 0,7 (\% \cdot \text{кг})/\text{МДж}$:	
	$V^{\text{daf}} \leq 25 \%$	300–350
	$V^{\text{daf}} > 25 \%$	250–300
	Влажное топливо, $V^{\text{daf}} > 25\%$:	
	$W_{\text{пр}}^{\text{r}} = 0,7 - 1,5 \%$	270–320
Топки с жидким шлакоудалением	$W_{\text{пр}}^{\text{r}} = 1,5 - 5 \%$	320–350
	$W_{\text{пр}}^{\text{r}} > 5 \%$	350–400
	Сухое топливо, $W_{\text{пр}}^{\text{r}} \leq 0,7 (\% \cdot \text{кг})/\text{МДж}$:	
	$V^{\text{daf}} \leq 25 \%$	380–400
Открытые камерные топки	$V^{\text{daf}} > 25 \%$	350–380
	Влажное топливо	400–450
	Мазут, природный газ	250–300

9 ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ КОТЕЛЬНЫХ

9.1 Принципиальная тепловая схема котельной с паровыми котлами

Принципиальная тепловая схема (ПТС) котельной с паровыми котлами для потребителей пара и горячей воды показана на рисунке 56.

Паровые котельные чаще всего предназначены для одновременного отпуска пара и горячей воды, поэтому в их тепловых схемах имеются установки для подогрева горячей воды.

Обычно устанавливаются паровые котлы низкого давления 14 ата, но не выше 24 ата.

Сырая вода поступает из водопровода с напором в 30–40 м. вод. ст. Если напор сырой воды недостаточен, предусматривают установку насосов сырой воды 5.

Сырая вода подогревается в охладителе непрерывной продувки паровых котлов 11 и в пароводяном подогревателе сырой воды 12 до температуры 20–30 °С. Далее вода проходит через водоподготовительную установку (ВПУ), и часть ее направляется в подогреватель химически очищенной воды 13, часть проходит через охладитель выпара деаэратора 4 и поступает в деаэратор питательной воды (ДПВ) 2. В этот деаэратор направлены также потоки конденсата и пар после редуциционно-охладительной установки (РОУ) 17 с давлением 1,5 ата для подогрева деаэрируемой воды до 104 °С. Деаэрированная вода при помощи питательного насоса (ПН) 6 подается в водяные экономайзеры котла и к охладителю РОУ. Часть выработанного котлами пара редуцируется в РОУ и расходуется для подогрева сырой воды и деаэрации.

Вторая часть потока химически очищенной воды подогревается в подогревателе 14, частично в охладителе выпара 4 и направляется в деаэратор подпиточной воды для тепловых сетей 3. Вода после этого деаэратора проходит водо-водяной теплообменник 14 и подогревает химически очищенную воду. Подпиточным насосом 7 вода подается в трубопровод перед сетевыми насосами 8, которые прокачивают сетевую воду сначала через охладитель конденсата 15 и затем через подогреватель сетевой воды 16, откуда вода идет в тепловую сеть.

Деаэратор подпиточной воды 3 также использует пар низкого давления после РОУ.

При закрытой системе теплоснабжения расход воды на подпитку тепловых сетей обычно незначителен. В этом случае довольно часто не выделяют отдельного деаэратора для подготовки подпиточной воды тепловых сетей, а используют деаэратор питательной воды паровых котлов.

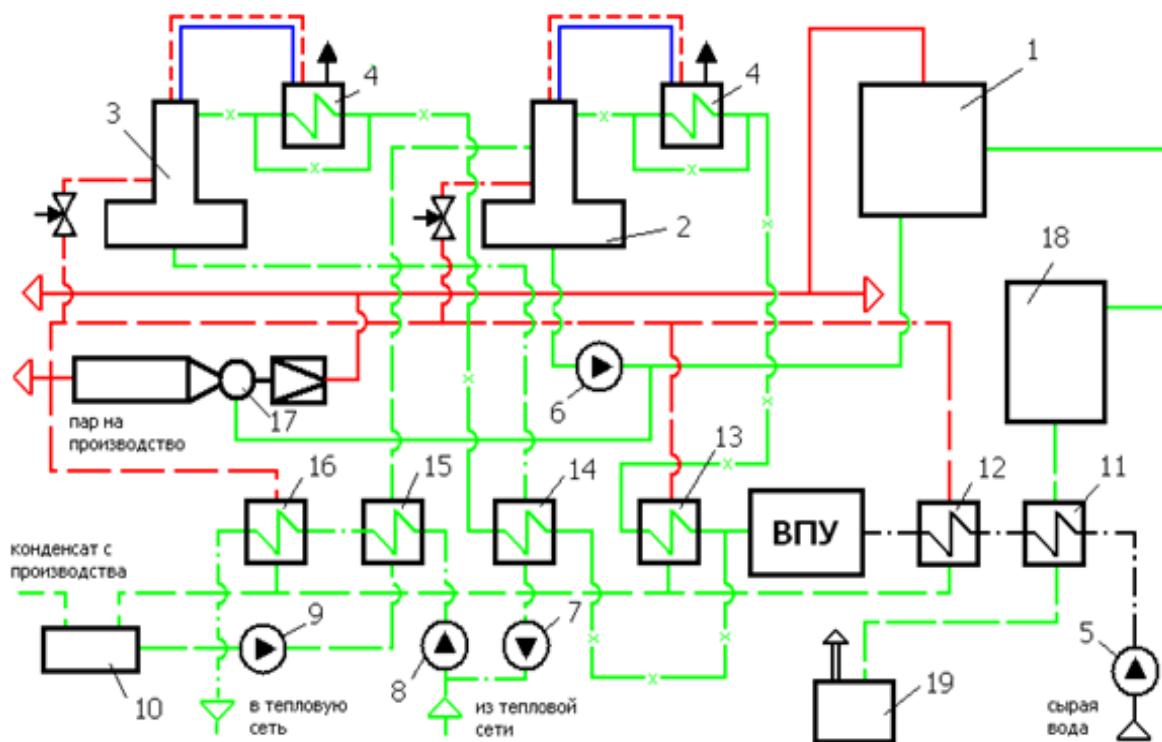


Рисунок 56 – ПТС котельной с паровыми котлами:

- 1 – котел паровой, 2 – деаэратор питательной воды (ДПВ), 3 – деаэратор подпиточной воды, 4 – охладитель выпара, 5 – насос сырой воды, 6 – насос питательный (ПН), 7 – насос подпиточный, 8 – насос сетевой (СН), 9 – насос конденсатный (КН), 10 – бак конденсатный, 11 – охладитель продувочной воды (ОПВ), 12 – подогреватель сырой воды, 13 – подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ), 14 – охладитель подпиточной воды, 15 – охладитель конденсата, 16 – подогреватель сетевой воды, 17 – редуционно-охладительная установка (РОУ), 18 – сепаратор непрерывной продувки, 19 – продувочный колодец, ВПУ – водоподготовительная установка

На приведенной схеме предусматривается использование теплоты непрерывной продувки паровых котлов. Для этой цели устанавливают сепаратор непрерывной продувки 18, в котором вода частично испаряется за счет снижения ее давления от 14 до 1,5 ата. Образующийся пар отводится в паровое пространство деаэратора, горячая вода направляется в водо-водяной теплообменник сырой воды 11. Охлажденная продувочная вода сбрасывается в продувочный колодец.

Непрерывная продувка обеспечивает равномерное удаление из котла накопившихся растворенных солей и осуществляется из места наибольшей их концентрации в верхнем барабане котла. Периодическая продувка применяется для удаления шлама, осевшего в элементах котла, и производится из нижних барабанов и коллекторов котла через каждые 12–16 часов.

Иногда предусматривают подачу продувочной воды для подпитки закрытых тепловых сетей. Подпитка тепловых сетей продувочной водой допускается только в том случае, когда общая жесткость сетевой воды не превышает 0,05 мг – экв / кг.

ПТС котельной для открытых систем теплоснабжения отличается от приведенной только установкой дополнительного деаэратора для деаэрации подпиточной воды тепловых сетей и установкой баков-аккумуляторов.

Конденсат от пароводяных подогревателей под давлением греющего пара во всех случаях следует направлять в ДПВ, минуя конденсатные баки 10 и насосы 9. При открытых системах теплоснабжения для деаэрации подпиточной воды устанавливают, как правило, атмосферные деаэраторы. Использование продувочной воды котлов в качестве подпиточной для открытых систем не допускается. Температура питательной воды после деаэратора 104 °С. Температура возвращаемого с производства конденсата 80–95 °С.

9.2 Принципиальная тепловая схема котельной с водогрейными котлами для закрытых систем теплоснабжения

ПТС котельных с водогрейными котлами для закрытых систем теплоснабжения показана на рис. 57.

Вода из обратной линии тепловых сетей с небольшим напором 20–40 м. вод. ст. поступает к сетевым насосам 2. Туда же подводится вода от подпиточных насосов 5, компенсирующая утечки воды в тепловых сетях. К насосу 2 подается и горячая сетевая вода, теплота которой частично использована в теплообменниках для подогрева химически очищенной воды 8 и сырой воды 7.

Для обеспечения температуры воды на входе в котел, заданной по условиям предупреждения коррозии, в трубопровод за сетевым насосом 2 подают необходимое количество горячей воды, вышедшей из водогрейных котлов 1. Вода подается рециркуляционным насосом 3.

При всех режимах работы тепловой сети, кроме максимально зимнего, часть воды из обратной линии после насосов 2, минуя котлы, подают по линии перепуска в количестве $G_{\text{пер}}$ в подающую магистраль, где вода, смешиваясь с горячей водой из котлов, обеспечивает заданную расчетную температуру в подающей магистрали тепловых сетей.

Добавка химически очищенной воды подогревается в теплообменниках 9, 8, 11 и деаэрируется в деаэраторе 10. Воду для подпитки тепловых сетей из баков 6 забирает подпиточный насос 5 и подает в обратную линию.

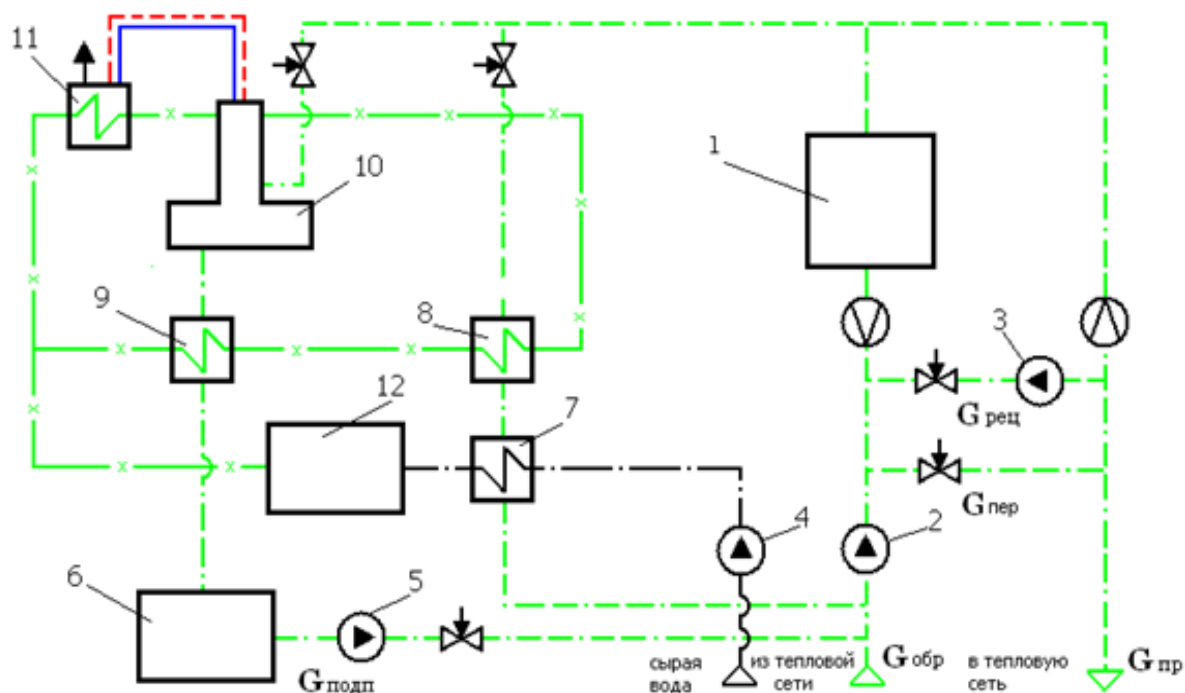


Рисунок 57 – ПТС котельной с водогрейными котлами для закрытой системы теплоснабжения:

- 1 – котел водогрейный, 2 – насос сетевой (СН), 3 – насос рециркуляции, 4 – насос сырой воды (НСВ), 5 – насос подпиточной воды, 6 – бак подпиточной воды, 7 – подогреватель сырой воды, 8 – подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ), 9 – охладитель подпиточной воды, 10 – деаэрактор, 11 – охладитель выпара, 12 – водоподготовительная установка (ВПУ)

Для сокращения расхода воды на рециркуляцию ее температура на выходе из котлов поддерживается, как правило, выше температуры воды в подающей линии теплосети. Только при расчетном максимально зимнем режиме температура воды на выходе из котлов и в подающей линии будет одинаковой.

Для закрытых систем даже в мощных водогрейных котельных можно обойтись одним деаэрактором подпиточной воды с невысокой производительностью. Уменьшается также мощность подпиточных насосов 5 и оборудование ВПУ, снижаются требования к качеству подпиточной воды по сравнению с открытыми системами.

Недостаток закрытых систем – некоторое удорожание оборудования абонентских узлов горячего водоснабжения.

Водогрейные котлы надежно работают лишь при условии поддержания постоянства количества проходящей через них воды. Расход воды должен быть постоянным, независимо от колебаний тепловых нагрузок. Поэтому регулирование отпуска тепловой энергии в сеть необходимо осуществить путем изменения температуры воды на выхо-

де их котлов $G_{\text{пер}}$.

Для уменьшения интенсивности наружной коррозии трубных поверхностей стальных водогрейных котлов необходимо поддерживать температуру воды на входе в котлы выше температуры точки росы дымовых газов.

Минимальная допустимая температура на входе в котлы рекомендуется следующая: при работе на природном газе – не ниже 60°C ; при работе на малосернистом мазуте – не ниже 70°C ; при работе на высокосернистом мазуте – не ниже 110°C . Так как температура обратной сетевой воды почти всегда ниже 60°C в тепловых схемах предусматривается линия рециркуляции.

Для определения температуры воды в тепловых сетях для различных расчетных температур наружного воздуха строятся графики, разработанные теплоэлектропроектом. Например, из такого графика видно, что при температурах наружного воздуха $+3^{\circ}\text{C}$ и выше вплоть до конца отопительного сезона температура прямой сетевой воды постоянна и равна 70°C .

Среднечасовой расход в сутки теплоты на горячее водоснабжение обычно составляет 20 % общей теплопроизводительности котельной:

3 % – потери наружных тепловых сетей;

3 % – расходы на собственные нужды от установленной теплопроизводительности котельной;

0,25 % – утечка из тепловых сетей закрытых систем;

0,25 % – объем воды в трубах тепловых сетей.

9.3 ПТС котельной для открытых систем теплоснабжения с водогрейными котлами

В открытых системах теплоснабжения подготовленная в котельной вода служит не только теплоносителем, но и поступает на нужды городского водоснабжения. Разбор воды производится непосредственно из трубопроводов тепловой сети без промежуточных подогревателей.

Тепловая схема котельной для открытой системы теплоснабжения (рис. 58) отличается от схемы для закрытой в основном производительностью водоподготовки для подпитки тепловых сетей.

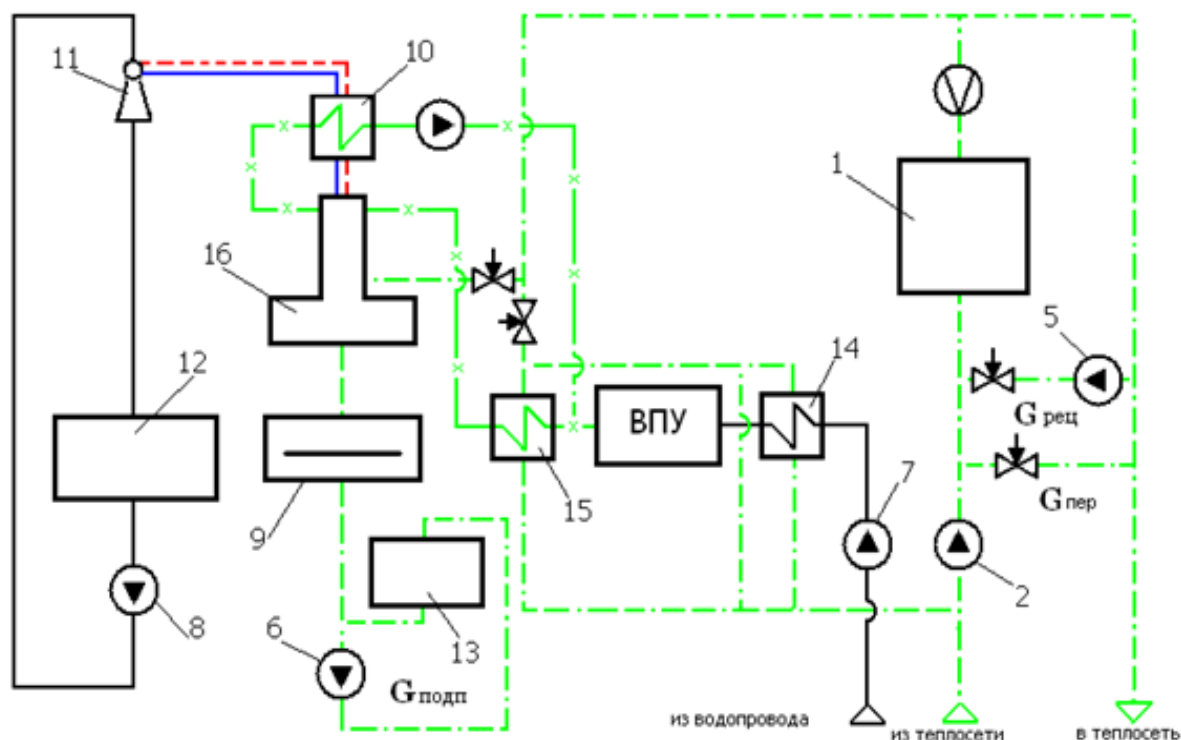


Рисунок 58 – ПТС котельной для открытой системы теплоснабжения:
 1 – котел водогрейный; 2 – насос сетевой (СН); 5 – насос рециркуляции;
 6 – насос подпиточный; 7 – насос; 8 – насос рабочей воды; 9 – бак
 деаэрированной воды; 10 – охладитель выпара; 11 – эжектор; 12 – бак
 рабочей воды; 13 – бак аккумуляторный; 14 – подогреватель;
 15 – подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ);
 16 – деаэратор вакуумный

Количество подпиточной воды в этом случае определяется потерями воды в сетях, в котельной и расходом воды на нужды городского водоснабжения.

Так, например, расчетный максимальный часовой расход воды для подпитки тепловых сетей в котельных теплопроизводительностью 150 Гкал/ч для закрытой системы составляет $45 \text{ м}^3/\text{ч}$, для открытой – $670 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Для выравнивания суточного графика нагрузок на городское водоснабжение и уменьшения расчетной производительности водоподготовки предусматривают установку баков аккумуляторов для деаэрированной воды.

Качество подготовки воды для подпитки открытых систем должно быть выше, чем для подпитки закрытой системы, так как к воде городского водоснабжения предъявляются такие же требования, как и к питьевой водопроводной воде.

Здесь порядок включения оборудования и организации потоков

теплоносителя изменяются незначительно по сравнению со схемами закрытых систем теплоснабжений.

Вода в подогревателе химически очищенной воды нагревается от 20–30 °С до 55–70 °С и подается в колонку вакуумного деаэратора. Вакуум (около 0,3 кгс/см²) в установке поддерживается за счет отсасывания из колонки паровоздушной смеси водоструйными эжекторами. Вода для эжекторов циркулирует по замкнутому контуру: бак «рабочей» воды 12, насос 8, эжектор 11 и обратно в бак совместно с конденсатом паровоздушной смеси из деаэратора подпиточной воды. Напор воды, эжектирующей смесь, поддерживается в пределах 40–50 м. вод. ст. Паровоздушная смесь также охлаждается перед эжекторами в охладителе выпара 10.

Бак деаэрированной воды, как правило, должен размещаться на нулевой отметке котельной, а колонка вакуумного деаэратора устанавливается на отметке, обеспечивающей давление в баке деаэрированной воды, равное атмосферному, то есть на высоте 7,5–8 м. от пола котельной.

Вода из обратной линии тепловых сетей с температурой от 35 °С до 70 °С поступает совместно с подпиточной водой на всасывающий коллектор сетевых насосов 2 и нагнетается в водогрейные котлы 1 или через линию перепуска и регулятора расхода идет в подающую магистраль тепловых сетей.

К основным преимуществам открытых систем теплоснабжения можно отнести:

- а) удешевление водоподготовки горячего водоснабжения за счет централизации ее в котельных вместо многих тепловых пунктов по району;

- б) снижение стоимости тепловых сетей за счет уменьшения количества циркулирующей воды;

- в) удешевление абонентских вводов из-за отсутствия там водоводяных подогревателей и циркуляционных насосов.

Отметим и недостатки открытых систем:

- а) повышение требования к качеству сетевой воды, которое должно соответствовать качеству питьевой воды;

- б) при резком изменении расхода воды иногда наблюдаются гидравлические удары, особенно при подаче воды только на горячее водоснабжение.

При выборе системы теплоснабжения нужно учитывать, по меньшей мере, три особенности исходной воды, используемой для подпитки: склонность к низкотемпературному накипеобразованию; коррозионную активность; склонность к сульфидному загрязнению.

Сделать окончательный выбор открытой или закрытой системы теплоснабжения следует по результатам анализа:

- 1) технико-экономических показателей в отношении надежности;

2) преимуществ и недостатков той и другой системы в эксплуатации;

3) исходя из реальной возможности получения качественной воды для подпитки тепловых сетей;

4) сопоставления удельных капитальных затрат на сооружение всего комплекса теплоснабжения «котельная и тепловые сети».

9.4 ПТС котельной с паровыми и водогрейными котлами

Расчеты удельных показателей котельных с паровыми и водогрейными котлами в сопоставлении с удельными показателями котельных с паровыми котлами и подогревателями сетевой воды показывают, что в котлах с общей теплопроизводительностью до 50 Гкал/ч устанавливать водогрейные котлы нецелесообразно.

В комбинированной котельной при остановке одного из паровых котлов водогрейный котел не может покрыть требующиеся паровые нагрузки, а тепловую нагрузку водогрейного котла частично или полностью можно покрыть с помощью паровых котлов и сетевых подогревателей. Поэтому в чисто паровой котельной суммарная теплопроизводительность всех агрегатов будет меньше, чем установленная теплопроизводительность комбинированной котельной.

Основным доводом в пользу сооружения крупных комбинированных котельных являются меньшие удельные капитальные вложения. Установка водогрейных котлов и их вспомогательного оборудования требует меньших затрат, чем установка паровых котлов со вспомогательным оборудованием и крупных пароводяных подогревателей при равной теплопроизводительности.

Строительство жилых поселков и домов с централизованным теплоснабжением в районах существующих промышленных предприятий также приводит к расширению паровых котельных водогрейными котлами теплопроизводительностью 50 Гкал/ч, и паровые котельные превращаются в комбинированные.

На рисунке 59 приведена ПТС котельной с паровыми 2 и водогрейными 1 котлами для закрытой системы теплоснабжения. Теплоносителями являются насыщенный пар и горячая вода.

Направление потоков рабочего тела в паровой части следующее: конденсат с производства поступает под давлением в бак 18 с температурой 80 – 90 °С. После контроля качества конденсат насосом 7 перекачивается в головку деаэратора питательной воды 14. В деаэратор поступает весь конденсат от пароводяных подогревателей, а также подогретая химически очищенная вода и пар из РОУ 17 для барботажа деаэрируемой воды.

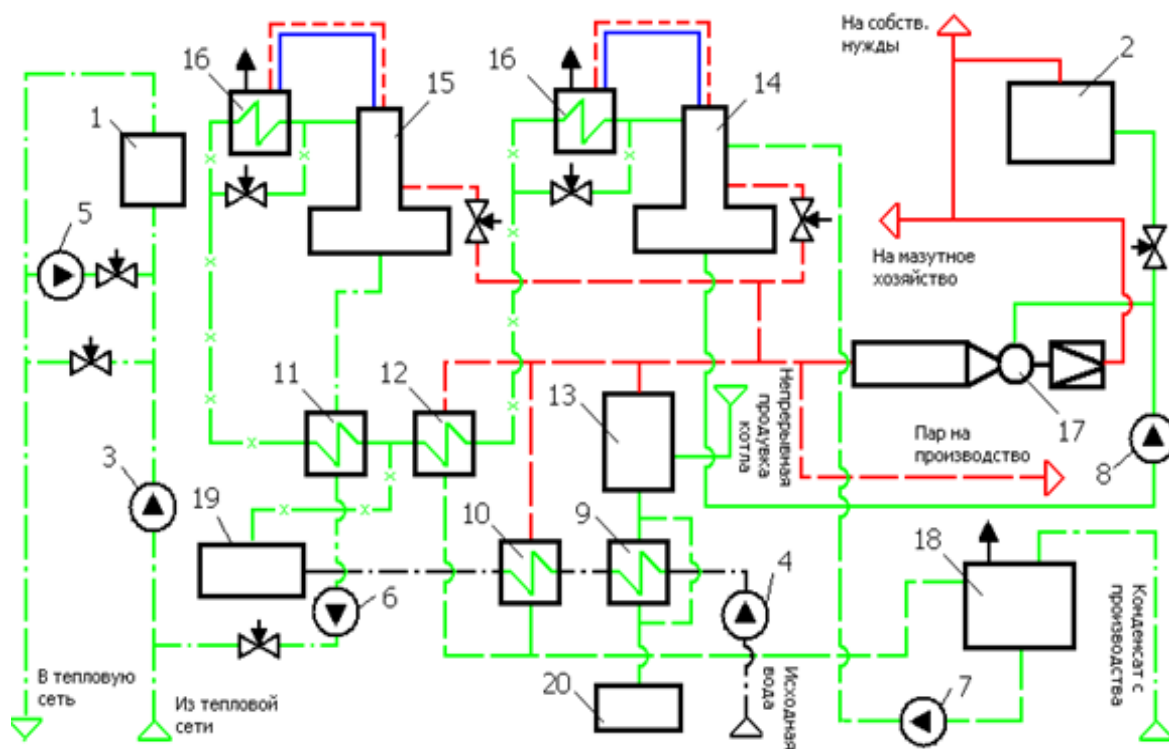


Рисунок 59 – ПТС котельной с паровыми и водогрейными котлами:

- 1 – котел водогрейный; 2 – котел паровой; 3 – насос сетевой (СН);
 4 – насос исходной воды; 5 – насос рециркуляции; 6 – насос подпиточный; 7 – насос конденсатный (КН); 8 – насос питательный (ПН); 9 – охладитель продувочной воды; 10 – подогреватель исходной воды; 11 – охладитель подпиточной воды; 12 – подогреватель химически очищенной воды (ПХОВ); 13 – сепаратор непрерывной продувки; 14 – деаэратор питательной воды; 15 – деаэратор подпиточной воды; 16 – охладитель выпара;
 17 – редукционно-охладительная установка (РОУ);
 18 – бак конденсатный; 19 – водо-подготовительная установка (ВПУ);
 20 – колодец продувочный

Питательные насосы 8 получают деаэрированную воду с температурой около 104°C и подают ее в РОУ и паровые котлы. Кроме РОУ пар подается внешним потребителям и к мазутному хозяйству котельной. После РОУ пар поступает к деаэраторам 14 и 15, куда поступает пар из расширителей непрерывной продувки паровых котлов 13.

Водогрейная часть котельной показана на рисунке 59 слева.

После насосов 3 в обратную линию насосов рециркуляции 5 подается горячая вода для получения расчетной температуры на входе в водогрейные котлы 1.

Часть воды из обратной линии тепловых сетей после сетевых насосов перепускается в подающую линию, где она смешивается с горячей водой из водогрейных котлов для поддержания температуры в

тепловой сети.

В летнее время, когда водогрейные котлы не работают, пар используется для подогрева сетевой воды, для нужд горячего водоснабжения в пароводяных теплообменниках.

9.5 Котельная с комбинированными пароводогрейными агрегатами

Районные отопительные котельные, оборудованные крупными водогрейными котлами, требуют установки и паровых котлов для обеспечения потребности в паре для разогрева мазута, деаэрации воды, обдувки поверхности нагрева и продувки мазутопроводов.

Паровая нагрузка не превышает 10–15 % общей производительности котельной. Потребление пара иногда резко меняется в течение суток.

Для котельных с основной нагрузкой на отопление и вентиляцию и городское водоснабжение перспективной является установка комбинированных пароводогрейных котлов, выпущенных Дорогобужским котельным заводом на базе серийных водогрейных котлов ПТВМ-30М и КВ-100 и производящих одновременно воду и пар.

Котельные с такими котлами успешно эксплуатируются.

Возможность получения от одного агрегата двух теплоносителей с различными параметрами позволяет сократить число устанавливаемых котлов и вспомогательного оборудования к ним, то есть упростить тепловую схему.

Особенностью схемы с такими котлами является универсальность работы котла в трех режимах:

- 1) для выработки пара до 9 т/ч и горячей воды до 30 Гкал/ч;
- 2) для выработки пара до 30–35 т/ч и горячей воды до 5–10 Гкал/ч;
- 3) для выработки горячей воды 35–40 Гкал/ч (чисто водогрейный режим).

Следует отметить, что в крупных производственно-отопительных котельных покрытие максимальных зимних нагрузок на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и по технологическому пару может производиться без установки резервного комбинированного котла.

10 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

Для экономии тепловой и электрической энергии в котельных установках могут быть использованы комбинированные пароводогрейные агрегаты и различные схемы циркуляции теплоносителя. В пароводогрейных теплогенераторах получают два теплоносителя: пар и воду с разными параметрами (давлением и температурой).

Для повышения коэффициента полезного действия и экономии топлива в теплогенераторах применяются контактные теплообменники, а в водогрейных котлах – различные схемы циркуляции воды (для основного и пикового режима работы).

Энергосбережение в котлах включает следующие мероприятия:

- утилизацию теплоты уходящих топочных дымовых газов;
- комплексное использование теплоты уходящих газов;
- модернизацию паровых котлов для работы в водогрейном режиме;
- модернизацию схем горячего водоснабжения путем установки контактно-газового экономайзера;
- использование теплоты пара, вторичного вскипания конденсата;
- применение теплового насоса с использованием низкопотенциальных источников (нагретого воздуха, горячей воды, конденсата);
- использование аккумулированной теплоты при останове котла;
- предварительный подогрев природного газа с повышением его влагосодержания.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сидельковский, Л. Н. Котельные установки промышленных предприятий : учебник / Л. Н. Сидельковский, В. Н. Юренев. – изд. 4-е, перераб. – Москва : Бастет, 2009. – 526 с.
2. Лебедев, В. М. Тепловой расчет котельных агрегатов средней паропроизводительности : учеб. пособие / В. М. Лебедев, С. В. Приходько. – 2-е изд., испр. и доп. – Санкт-Петербург ; Москва ; Краснодар : Лань, 2017. – 208 с.
3. Смородин, С. Н. Тепловой и аэродинамический расчеты котельных установок [Текст] : учеб. пособие / С.Н. Смородин [и др.] ; М-во образования и науки РФ, ВШТЭ СПбГУПТД. – 5-е изд., перераб. и доп. – Санкт-Петербург : ВШТЭ СПбГУПТД, 2018. – 200 с.
4. Смородин, С. Н. Котельные установки и парогенераторы : учеб. пособие / С. Н. Смородин, А. Н. Иванов, В. Н. Белоусов ; М-во образования и науки РФ, ВШТЭ СПбГУПТД. – 2-е изд., испр. – Санкт-Петербург : ВШТЭ СПбГУПТД, 2018. – 185 с.
5. Жихар, Г. И. Котельные установки ТЭС. Теплотехнические расчеты : учеб. пособие / Г. И. Жихар. – Минск : Вышэйшая школа, 2017. – 224 с.
6. Губарев, А. В. Паротеплогенерирующие установки промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / А. В. Губарев. – Электрон. текстовые данные. – Белгород : Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2013. – 240 с.
7. Жихар, Г. И. Котельные установки тепловых электростанций : учеб. пособие / Г. И. Жихар. – Минск: Вышэйшая школа, 2015. – 523 с.
8. Диагностика теплоэнергетического оборудования : учеб. пособие / А. П. Белкин, О. А. Степанов. – 3-е изд., стер. – Санкт-Петербург ; Москва ; Краснодар : Лань, 2018. – 239 с.
9. Правила по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением: утв. постановлением министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 27.12.2022 № 84. Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=W22339669p&p1=1&p5=0>. Дата доступа: 01.03.2024.

Учебное издание

Жерносек Сергей Васильевич

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Конспект лекций

Редактор *Р.А. Никифорова*
Компьютерная верстка *С.В. Жерносек*

Подписано к печати 03.05.2024. Формат 60x90^{1/16}. Усл. печ. листов 8,6.
Уч.-изд. листов 11,1. Тираж 20 экз. Заказ № 105.

Учреждение образования
«Витебский государственный технологический университет»
210038, г. Витебск, Московский пр., 72.
Отпечатано на ризографе учреждения образования
«Витебский государственный технологический университет».
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 1/172 от 12 февраля 2014 г.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 3/1497 от 30 мая 2017 г.