

Учреждение образования
«БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

А. Б. Сухоцкий

ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ



*Рекомендовано
учебно-методическим объединением по образованию
в области энергетики и энергетического оборудования
в качестве учебно-методического пособия
для студентов учреждений высшего образования
по специальности 1-43 01 06 «Энергоэффективные
технологии и энергетический менеджмент»*

Минск 2014

УДК 620.97(075.8)
ББК 31.15я73
С91

Р е ц е н з е н т ы :

кафедра «Энергосбережение и возобновляемые источники энергии»
Белорусского национального технического университета;
доктор технических наук, доцент, заведующий лабораторией
Объединенного института энергетических и ядерных исследований
НАН Беларуси *А. Г. Трифонов*

Все права на данное издание защищены. Воспроизведение всей книги или ее части не может быть осуществлено без разрешения учреждения образования «Белорусский государственный технологический университет».

Сухоцкий, А. Б.

С91 Вторичные энергетические ресурсы : учеб.-метод. пособие для студентов учреждений высшего образования по специальности 1-43 01 06 «Энергоэффективные технологии и энергетический менеджмент» / А. Б. Сухоцкий. – Минск : БГТУ, 2014. – 174 с.
ISBN 978-985-530-326-9.

Пособие содержит теоретические сведения, основные понятия и определения, рисунки и схемы, необходимые студентам, чтобы обеспечить понимание и усвоение основных принципов использования вторичных энергетических ресурсов; ознакомление с основными схемами переработки и утилизации энергии, конструкциями наиболее распространенных типов машин и устройств, используемых в области вторичных энергетических ресурсов.

УДК 620.97(075.8)
ББК 31.15я7

ISBN 978-985-530-326-9 © УО «Белорусский государственный технологический университет», 2014
© Сухоцкий А. Б., 2014

ВВЕДЕНИЕ



Энергия является основой для жизнедеятельности человечества: обеспечивает тепло для обогрева, производство и приготовление пищи, создание товаров. Поскольку человечество развивается, растет спрос людей на услуги, то, следовательно, будет продолжаться рост потребности в энергии. Популярные в XX веке источники энергии (нефть, газ, уголь) потребляются эффективно, а возобновляются очень медленно и, следовательно, закончатся в обозримом будущем. Возрастающая потребность развивающихся стран в энергии из-за роста производственных мощностей и увеличения населения приведет к тому, что через 30–40 лет потребуется 5000 ГВт дополнительной мощности, что примерно в 2 раза больше современного уровня. Этот фактор стимулирует переход в XXI веке к крупномасштабному использованию возобновляемых источников энергии, а также интенсивное применение новых современных технологий эффективного использования энергоресурсов. Но даже при самых эффективных технологиях в результате энергетического обслуживания тех или других процессов отработавшие энергоносители неизбежно превращаются в тепловые отходы. Энергетические отходы, которые могут быть использованы для энергетических целей, называются вторичными энергоресурсами.

Глубокая и полная утилизация вторичных энергетических ресурсов в настоящее время является одним из наиболее эффективных путей повышения рентабельности энергохозяйств промышленных предприятий, поскольку в ряде отраслей экономики (химическая, целлюлозно-бумажная, мясная, молочная промышленность, машиностроение, черная металлургия и т. д.) вторичные энергетические ресурсы (ВЭР) составляют от 20 до 70% потребляемых объемов энергии. При существующем уровне цен на энергоресурсы затраты на создание установок по использованию ВЭР в 2–3 раза меньше затрат на закупку эквивалентного по энергетическому потенциалу топлива. Рациональное использование вторичных энергоресурсов уменьшает размеры энергопотребления и, следовательно, приводит к снижению стоимости основной технологической продукции.

1. ИСТОЧНИКИ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВА ЗА СЧЕТ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ



В процессе потребления энергии на технологические процессы и коммунально-бытовые нужды потенциал энергоносителей используется не полностью. Та часть энергии, которая прямо или косвенно не используется как полезная для выпуска готовой продукции или услуг, называется *энергетическими отходами*.

Энергетические отходы можно разделить на три части:

- энергетические отходы внутреннего использования, которые возвращаются обратно в технологический агрегат (высокопотенциальные);
- энергетические отходы внешнего использования, представляющие собой вторичные энергетические ресурсы (среднепотенциальные);
- неизбежные потери в технологическом агрегате или установке (низкопотенциальные).

Образование и использование энергетических отходов можно рассмотреть на примере парового барабанного котла (рис. 1.1). Котлом называется устройство, служащее для сжигания топлива и получения пара (паровой котел) или горячей воды (водогрейный котел). Котел состоит из следующих основных элементов (рис. 1.1): топка 1 – устройство для сжигания топлива; барабан 2 – емкость для размещения рабочего вещества (воды); поверхности нагрева 3, представляющие собой, систему труб, в которых происходит нагрев и парообразование рабочего вещества (воды); водяной экономайзер 4 – устройство для подогрева продуктами сгорания питательной воды перед подачей ее в барабан; пароперегреватель 5 – устройство для нагрева пара выходящего из барабана до температуры выше температуры кипения; воздухоподогреватель 6 – устройство для подогрева воздуха продуктами сгорания перед подачей его в топку котла.

Работает котел следующим образом. Поверхности нагрева 3 топки воспринимают тепло обтекающих их топочных газов и излу-

чаемое раскаленными частицами топлива и пламенем, возникающим при сгорании горючих газов, выходящих из слоя топлива. Вода, находящаяся в поверхностях нагрева, закипает, и образуется пароводяная смесь с меньшей плотностью, чем у воды, что приводит к образованию естественной циркуляции и перемещению пароводяной смеси в барабан 2.

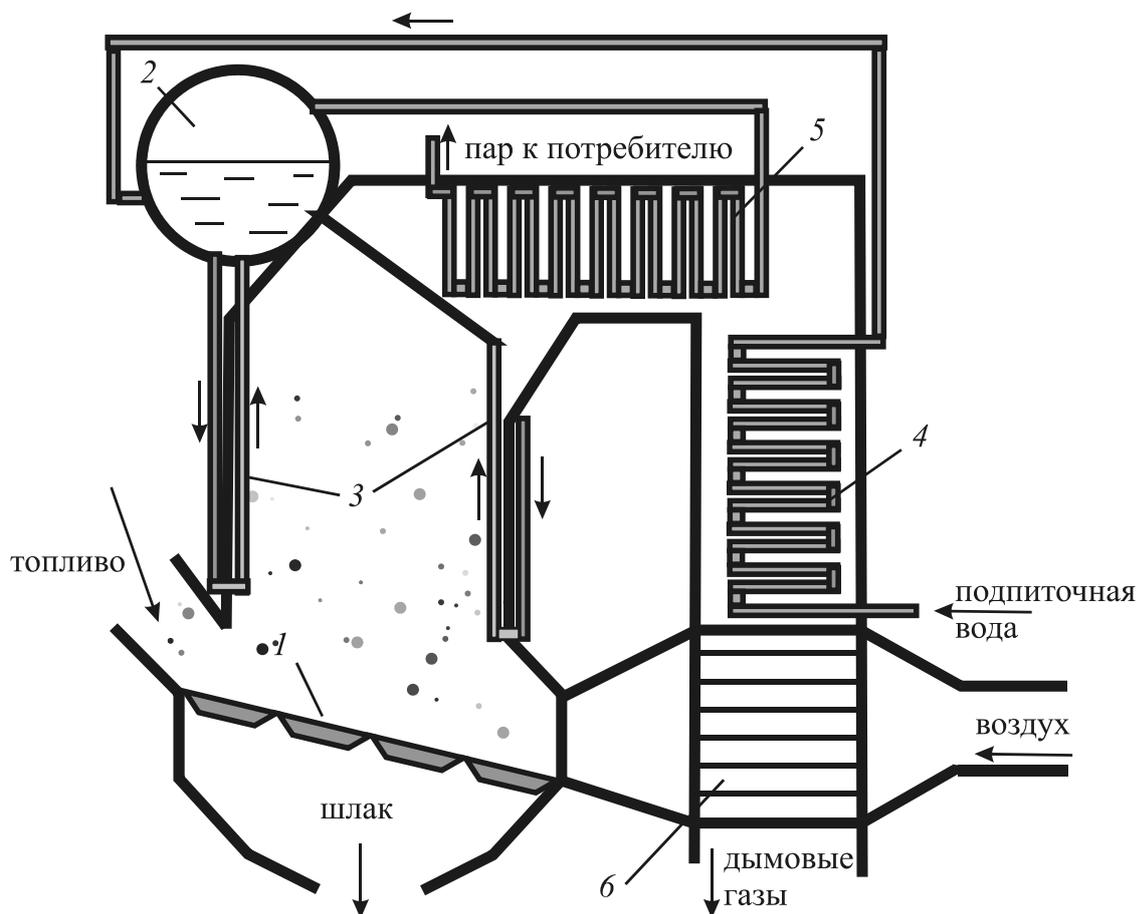


Рис. 1.1. Котел и его основные элементы

В барабане пар, отделившись от кипящей воды, поступает в пароперегреватель 5, где образуется перегретый пар, который направляется к потребителю. Поскольку температура пара после пароперегревателя составляет около 150°C , то температура дымовых газов – не менее 400°C . Такие дымовые газы являются высокопотенциальными энергетическими отходами, которые можно использовать в котельной установке (внутренне использование). Для этого в газовом тракте после пароперегревателя установлены специальные утилизационные устройства – экономайзер и воздухоподогреватель, которые позволяют снизить температуру дымовых газов

до 130°С. Такие дымовые газы тоже являются энергетическими отходами, но их, как правило, уже нецелесообразно использовать в котельной установке, однако можно эффективно применять в других целях, например в системе горячего водоснабжения (внешнее использование).

Кроме потерь теплоты с дымовыми газами, котельная установка теряет тепло через стенки (обмуровку) котла. Эти тепловые отходы низкопотенциальны (температура обмуровки менее 60°С). Такие отходы тоже можно использовать в энергетических целях, но для реализации данного мероприятия потребуются большие капитальные затраты, а полученный тепловой эффект будет незначителен. Поэтому эти отходы не утилизируют и считают неизбежными потерями.

Вторичные энергоресурсы – энергетический потенциал отходов продукции, побочных и промежуточных отходов, образующихся в технологических установках (системах), который не используется в самой установке, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения других установок.

Технологический агрегат или установка, являющиеся источником отходов энергии, которую можно использовать как полезную, называется **агрегатом (установкой) – источником ВЭР**. ВЭР можно использовать непосредственно (без изменения вида энергоносителя) либо за счет выработки более высокопотенциального или другого типа теплоносителя в утилизационных установках.

Утилизационная установка – устройство для выработки энергоносителей (водяного пара, горячей или охлажденной воды, электроэнергии, механической работы) за счет снижения энергетического потенциала носителя ВЭР.

Схема технологии использования ВЭР представлена на рис. 1.2.

Следует отметить, что использование части энергетических отходов в технологическом процессе (внутреннее использование) характеризуется более высоким энергетическим и экономическим эффектом, чем использование ВЭР (внешнее использование). В связи с этим мероприятия по утилизации ВЭР целесообразно разрабатывать после реализации мероприятий по повышению эффективности технологической установки, являющейся источником ВЭР.

ВЭР подразделяются на следующие группы.

1. **Горючие ВЭР** – ресурсы, обладающие химической энергией, которые могут быть использованы в качестве топлива.

2. **Тепловые ВЭР** – ресурсы, обладающие физической теплотой (отходящие газы технологических агрегатов; нагретая основная, побочная и промежуточная продукция; рабочие теплоносители систем охлаждения; отработанные в технологических и силовых установках горячие вода и пар).

3. **ВЭР избыточного давления** – ресурсы, обладающие потенциальной энергией (газы и жидкости, покидающие технологические агрегаты под избыточным давлением).

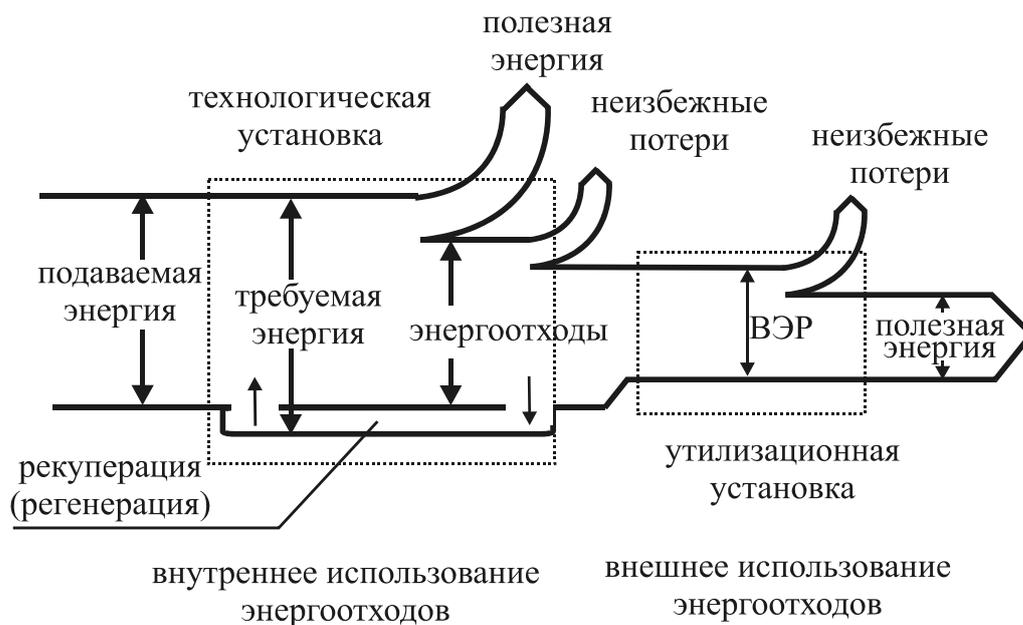


Рис. 1.2. Технология образования энергетических отходов и использования ВЭР

ВЭР могут использоваться по следующим направлениям:

- топливному – с использованием непригодных к дальнейшей переработке горючих отходов в качестве топлива;
- тепловому (холодильному) – при использовании или генерировании в утилизационных установках тепла;
- силовому – с использованием механической и электрической энергии, вырабатываемой за счет ВЭР;
- комбинированному – для производства теплоты (холода), электрической или механической энергии.

Использование теплоты вторичных энергетических ресурсов ведется по двум направлениям:

– для процессов, протекающих в основных технологических установках внутри цеха или предприятия (замкнутые схемы);

– для внешних целей, не связанных с процессами, протекающими в основных технологических установках, которые являются источниками ВЭР, например использование вторичных тепловых ресурсов для отопления и горячего водоснабжения зданий (разомкнутые схемы).

1.1. Выход вторичных энергетических ресурсов и экономия топлива за счет их использования

При составлении вариантов энергоснабжения предприятия за счет вторичных энергоресурсов сначала должны определяться начальные качественные и количественные параметры вторичных энергоресурсов.

К качественным параметрам, характеризующим потенциал вторичных энергоресурсов, относятся: для горючих ВЭР – низшая теплота сгорания Q_n^p , для тепловых – перепад энтальпий Δh , для избыточного давления – работа изоэнтропного расширения L . Во всех случаях единицей измерения энергетического потенциала является килоджоуль на килограмм (кДж/кг) или килоджоуль на метр кубический (кДж/м³).

Основными количественными параметрами вторичных энергоресурсов являются максимальное и среднее часовые количества этих теплоносителей за характерные зимние и летние рабочие сутки, а также годовые количества.

При разработке предложений и проектов по утилизации энергетических отходов необходимо знать удельный и общий выход ВЭР. Удельный выход и использование вторичных энергоресурсов рассчитывают или в единицу времени работы агрегата-источника ВЭР, или в показателях на единицу продукции.

Удельный выход горючих ВЭР

$$q^r = G Q_n^p,$$

где G – удельное (часовое) количество энергоносителя в виде твердых, жидких или газообразных продуктов, кг(м³)/ед. продукции, или кг(м³)/с.

Удельный выход тепловых ВЭР

$$q^r = G \Delta h = G(c_1 t_1 - c_2 t_2),$$

где c_1 – теплоемкость энергоносителя при температуре t_1 , кДж/кг, или кДж/м³; t_1 – температура энергоносителя на выходе из агрегата-источника ВЭР, °С; c_2 – теплоемкость энергоносителя при температуре t_2 , кДж/кг, или кДж/м³; t_2 – температура энергоносителя после утилизационной установки, или температура окружающей среды, °С.

Удельный выход ВЭР избыточного давления

$$q^{\text{и}} = mL,$$

где $L = h_1 - h_2$ – работа изобарного расширения энергоносителя, кДж/кг; h_1 – энтальпия энергоносителя на выходе из агрегата-источника ВЭР, кДж/кг; h_2 – энтальпия энергоносителя после утилизационной установки, кДж/кг.

Для жидкостей работу изобарного расширения можно определять по формуле

$$L = (p_1 - p_2) / \rho,$$

для газов –

$$L = \frac{R}{k-1} (T_1 - T_2),$$

где p_1, p_2 – давление жидкости до и после утилизационной установки, кПа; R – газовая постоянная, Дж/(кг К); k – постоянная адиабаты; T_1, T_2 – температура газа до и после утилизационной установки, К.

Общий выход ВЭР за рассматриваемый период времени (сутки, месяц, квартал, год) определяют исходя из удельного или часового выхода:

$$Q_{\text{ВЭР}} = q_{\text{уд}} \Pi,$$

или

$$Q_{\text{ВЭР}} = q_{\text{ч}} T,$$

где $q_{\text{уд}}$ – удельный выход ВЭР, кДж/ед. продукции; Π – выпуск основной продукции или расход сырья, топлива, к которым отнесен удельный выход $q_{\text{уд}}$ за рассматриваемый период, ед. продукции; $q_{\text{ч}}$ – часовой выход ВЭР, кДж/с; T – время работы агрегата источника ВЭР за рассматриваемый период, с.

В частности, для наиболее значительного из вторичных энерго-ресурсов промышленности – отходящих горячих газов промышленных

печей – количество теплоты в отходящих газах $Q_{o.g}$, кДж/с, определяется следующим образом:

$$Q_{o.g} = V_{o.g} t_{o.g} c_g = B h_{o.g},$$

где $V_{o.g}$ – количество газов, $\text{нм}^3/\text{с}$; $t_{o.g}$ – температура отходящих газов, $^{\circ}\text{C}$; c_g – средняя теплоемкость газов, $\text{кДж}/(\text{нм}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$; B – часовой расход топлива печью, $\text{кг}/\text{с}$, или $\text{нм}^3/\text{с}$; $h_{o.g} = \nu_{o.g} t_{o.g} c_g$ – удельная энтальпия отходящих печных газов, $\text{кДж}/\text{кг}$ топлива, или $\text{кДж}/\text{нм}^3$ топлива; $\nu_{o.g}$ – количество отходящих газов на 1 кг или 1 нм^3 топлива.

Средняя теплоемкость при постоянном давлении для дымовых газов типового состава c_g , $\text{кДж}/(\text{нм}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$, и воздуха c_b , $\text{кДж}/(\text{нм}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$, может приближенно определяться по следующим формулам:

$$c_g = 0,32 + 0,000039 t_g;$$

$$c_b = 0,31 + 0,000026 t_b,$$

где t_g и t_b – температуры дымовых газов и воздуха, $^{\circ}\text{C}$.

Начальное количество теплоты отработанного производственного пара $Q_{o.p}$, кДж/с, на выходе из производственных агрегатов

$$Q_{o.p} = G_{o.p} h_{o.p},$$

где $G_{o.p}$ – количество отработанного производственного пара, $\text{кг}/\text{с}$; $h_{o.p}$ – удельная энтальпия отработанного пара, $\text{кДж}/\text{кг}$.

Начальное количество теплоты нагретой охлаждающей воды $Q_{o.v}$, кДж/с, выходящей из производственного агрегата,

$$Q_{o.v} = G_{o.v} t_n c,$$

где $G_{o.v}$ – количество охлаждающей воды, $\text{кг}/\text{с}$; t_n – температура нагретой охлаждающей воды, $^{\circ}\text{C}$; c – удельная теплоемкость воды, $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$.

Только часть энергии из общего выхода ВЭР может быть использована как полезная. Поэтому для оценки реального потенциала ВЭР, пригодного к использованию, рассчитывают возможную выработку энергии за счет ВЭР.

Возможная выработка теплоты на основе энергоносителей пара или горячей воды в утилизационной установке за счет ВЭР за рассматриваемый период времени

$$Q_T = Q_{\text{ВЭР}} \beta (1 - \xi),$$

где β – коэффициент, учитывающий несоответствие режима и числа часов работы утилизационной установки и источника ВЭР ($\beta = 0,7-1,0$); ξ – коэффициент потерь энергии в окружающую среду утилизационной установкой и на тракте между источником ВЭР и утилизационной установкой ($\xi = 0,02-0,05$).

Низкотемпературные тепловые ВЭР могут быть использованы для выработки холода. Возможная выработка холода

$$Q_x = Q_T \varepsilon,$$

где ε – холодильный коэффициент, равный отношению количества выработанного холода к количеству затраченной теплоты.

Теплота, выработанная в утилизационной установке, может также использоваться не полностью. Полезная теплота утилизационной установки

$$Q_{\text{и}} = \sigma Q_T,$$

где σ – коэффициент использования выработанной теплоты ($\sigma = 0,5-0,9$).

Возможная выработка электроэнергии:

- в утилизационной турбине за счет избыточного давления

$$W = Q_{\text{ВЭР}}^{\text{и}} \eta_{\text{от}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}};$$

- на конденсационной турбине за счет тепловых ВЭР

$$W = Q_T / q_k,$$

где $\eta_{\text{от}}$ – относительный внутренний КПД турбины; $\eta_{\text{м}}$ – механический КПД турбины; $\eta_{\text{г}}$ – КПД электрогенератора; q_k – удельный расход теплоты на производство электроэнергии в конденсационной турбине; $q_k = 9,5-10,5$ МДж/(кВт·ч).

При использовании горючих ВЭР экономия замещаемого топлива ΔB , т у. т., определяется по формуле

$$\Delta B = Q_{\text{ВЭР}}^{\text{г}} b_3 \eta_y,$$

где $b_3 = 0,0342 / \eta_3$ – удельный расход условного топлива, т/кДж, на выработку теплоты в замещаемой котельной установке; 0,0342 – коэффициент перевода 1 МДж теплоты в 1 кг условного топлива; η_y и η_3 – КПД утилизационной установки, работающей на горючих ВЭР, и установки, работающей на замещаемом топливе ($\eta_3 = 0,80-0,92$).

При использовании тепловых ВЭР

$$\Delta B = b_3 Q_{\text{н}}.$$

При выработке на утилизационной установке электрической или механической энергии

$$\Delta B = b_3 W.$$

При выработке электроэнергии за счет тепловых ВЭР с учетом снижения при этом эффективности работы ТЭЦ

$$\Delta B = W \frac{0,0342 q_{\text{т}}^2}{q_{\text{к}}},$$

где $q_{\text{т}}$ – удельный расход теплоты на производство электроэнергии в теплофикационной турбине; $q_{\text{т}} = 7,8$ МДж/(кВт·ч).

На основе результатов расчета экономии топлива за счет использования ВЭР определяется степень утилизации вторичных энергоресурсов на предприятии.

1.2. Источники вторичных энергетических ресурсов в промышленности строительных материалов

Для промышленности строительных материалов характерны следующие агрегаты – источники выхода ВЭР: вращающиеся цементные и известковые печи; стекловаренные печи; печи обжига керамзита; печи обжига керамических изделий; автоклавы; пропарочные камеры железобетонных изделий, паровые и водогрейные котлы; компрессоры.

Как правило, значительная часть вторичных энергоресурсов образуется в процессе совершения тех или иных технологических процессов (обжиг клинкера, варка стекломассы), а их выход происходит с отходящими газами, теплоизлучением, загрязненным конденсатом отработанного пара и т. д. В большинстве случаев данные вторичные энергоресурсы относятся к высоко- и среднепотенциальным. Следует также отметить, что многие технологические агрегаты по условиям их работы подвергаются искусственному охлаждению (компрессоры, вращающиеся, стекловаренные

печи и т. д.), в результате чего осуществляется выход низкопотенциальных ВЭР, к которым относятся также вентиляционные выбросы, промышленные и хозяйственно-бытовые стоки.

В структуре промышленности стройматериалов наиболее энергоемкими являются производства цемента, извести и стекла. Уровень их энергопотребления превышает 1 млн т у. т. в год, или около 70% всего энергопотребления строительного комплекса.

В результате энергообследований стекольных заводов (ПРУП «Борисовский хрустальный завод», ОАО «Гомельстекло», ПРУП «Гродненский стекольный завод», СЗАО «Стеклозавод «Елизово», ОАО «Стеклозавод «Неман») и предприятий по выпуску цемента и извести (ПРУП «Кричевцементношифер», ОАО «Красносельскстройматериалы») классифицированы потоки, представляющие интерес в качестве возможных источников выхода и использования вторичных энергетических ресурсов: высокопотенциальные – отходящие газы стекловаренных печей, печей обжига клинкера; среднепотенциальные – отходящие газы леров, сушильных барабанов; низкопотенциальные – вентиляционные выбросы, промышленные и хозяйственно-бытовые стоки, системы оборотного водоохлаждения компрессорного и технологического оборудования.

Определены также долевые составляющие структуры суммарного выхода ВЭР по энергетическому потенциалу: высокопотенциальные – 45%; среднепотенциальные – 43%; низкопотенциальные – 12%.

1.3. Источники вторичных энергетических ресурсов в пищевой промышленности

Предприятия пищевой промышленности являются крупными потребителями топливно-энергетических ресурсов. Поэтому проблема экономии тепловой и электрической энергии в пищевой промышленности стоит очень остро. Наиболее энергоемкими являются производства: сахарное, масложировое, спиртовое, овощесушильное и др.

Вторичные энергетические ресурсы предприятий пищевой промышленности можно разделить на четыре группы:

- теплота отходящих газов и жидкостей (сюда относятся теплота дымовых газов, отходящих из котельных и печей, а также теплота, содержащаяся в воде, барде спиртовых заводов и т. д.);

- теплота отработанного пара паросиловых установок и вторичного пара теплоиспользующих установок (выпарные установки, ректификационные аппараты, сушилки, пары самоиспарения);
- теплота горючих отходов (эта теплота может быть реализована при сжигании отходов; например, лузга на маслоэкстракционных заводах используется в качестве топлива в паровых котлах);
- теплота, содержащаяся в продуктах и отходах производства (к этой группе относится теплота, содержащаяся в шлаках котельных, горячем жоме сахарных заводов, горячем хлебе, сахаре и т. д.; к этой группе можно также отнести нагретый воздух, удаляемый из горячих цехов).

Сахарное производство является наиболее энергоемким. Основными составными частями ВЭР являются теплота пара из вакуум-аппаратов, паров самоиспарения (деаэрата котельной, сатураторов и сульфитаторов, сборников конденсатов и технологических растворов), отходящих газов из котлов, конденсатов, барометрической воды, продувочной воды котлов, жомопрессовой воды, теплота жома, нагретый воздух производственных помещений.

В **спиртовом производстве** в качестве вторичных тепловых ресурсов применяется теплота барды из бражной колонны, вторичной барды, продуктов производства (спирт, сивушное масло, дрожжи, эфиральдегидная фракция и др.), теплота конденсаторов, дефлегматорной воды, вторичного пара и сушилок дрожжей, лютерной воды, охлаждающей воды из конденсаторов и холодильников, нагретого воздуха производственных помещений, отходящих газов из котлов, продувочной воды.

Спиртовые заводы, оборудованные установками упаривания вторичной барды, дополнительно в качестве вторичных энергетических ресурсов имеют теплоту вторичного пара, конденсата выпарных аппаратов, барометрической воды из конденсатора.

ВЭР **пивоваренного производства** включают в себя теплоту вторичного пара варочных котлов, конденсаторов, охлаждающей воды, отходящих газов сушилок и котельной.

В **хлебопекарном, кондитерском и крахмалопаточном производствах** элементами ВЭР является теплота конденсатов, вторичного пара вакуум-аппаратов, змеевиковых колонок, барометрической воды, вторичного пара выпарных установок, продуктов производства, отходящих газов печей, сушилок и котельной.

Вторичными тепловыми энергоресурсами *масложирового производства* являются теплота конденсатов и охлаждающей воды, продуктов производства, теплота при сжигании отходов, теплота отходящих газов сушилок и котельной.

В *консервном производстве* вторичные тепловые энергоресурсы включают в себя теплоту вторичного пара выпарных установок и вакуум-аппаратов, барометрической и охлаждающей воды, конденсатов, полуфабрикатов и готовой продукции, теплоту отходящих газов сушилок и котельной.

1.4. Источники вторичных энергетических ресурсов в металлургии и машиностроении

Вторичные энергетические ресурсы предприятий металлургии и машиностроения можно разделить на четыре группы.

1. Горючие:

- коксовый газ – продукт выжигания кокса в коксовых печах ($Q = 1,8 \text{ МДж/м}^3$);
- доменный газ – побочный продукт доменного производства, получается в результате неполного сгорания кокса ($Q = 4,6 \text{ МДж/м}^3$);
- ферросплавный газ – выплавка ферросплавов в электропечах ($Q = 11,3 \text{ МДж/м}^3$);
- горючие твердые и жидкие отходы производства ($Q = 4,2 \text{ МДж/кг}$).

2. Тепловые:

- отходящие горячие газы промышленных печей ($t_{o.g} = 1000^\circ\text{C}$); теплота продуктов сгорания мартеновских печей (12,5 ГДж/т стали) и нагревательных печей (0,8 ГДж/т проката);
- нагретая охлажденная вода ($t_{o.в} = 95^\circ\text{C}$) и пар испарительного охлаждения промышленных печей (0,1 т/т чугуна и 0,2 т/т мартеновской стали);
- тепло материалов ($t > 1000^\circ\text{C}$) – расплавленный металл, кокс и шлак промышленных печей (1 ГДж/т жидкого чугуна; 1,2 ГДж/т жидкой стали; 0,8 ГДж/т жидкого шлака; 12 ГДж/т кокса; 0,6 ГДж/т агломерата);

- горячие газы, отходящие из двигателей внутреннего сгорания ($t_{o.г} = 600^{\circ}\text{C}$);
 - нагретая охлаждающая вода, отходящая из двигателей внутреннего сгорания ($t_{o.в} < 100^{\circ}\text{C}$);
 - сливная загрязненная вода ($t < 100^{\circ}\text{C}$).
3. Избыточного давления:
- отработанный производственный пар ($p_{o.п} = 1,3-1,5$ атм);
 - вторичный производственный пар ($p_{в.п} = 1$ атм).

1.5. Источники вторичных энергетических ресурсов в лесном комплексе

Древесные отходы в Республике Беларусь образуются по всей технологической цепочке работы лесопромышленного комплекса: лесовыращивание – лесозаготовка – лесопиление – деревообработка.

В Беларуси средний прирост древесины равен 25 млн. м³ в год. Утилизация прироста древесины составляет около 52% (табл. 1.1). При этом отходы деревообработки и лесопиления используются практически полностью. В 2009 г. в стране имелось 1,6 млн. м³ древесных отходов, образовавшихся при лесопилении и деревообработке. Из них использовано 1,1 млн. м³, передано населению 0,3 млн. м³, вывезено на свалку 0,2 млн. м³.

Таблица 1.1
Состав древесины по характеру ее использования, %

| Порода | Полезная древесина | Дрова | Отходы |
|--------|--------------------|-------|--------|
| Сосна | 51,4 | 34,8 | 13,7 |
| Ель | 57,7 | 27,5 | 14,8 |
| Дуб | 14,5 | 78,8 | 6,7 |
| Береза | 17,7 | 76,2 | 6,1 |
| Осина | 24,9 | 69,7 | 5,4 |

Неполное использование древесного потенциала объясняется отсутствием переработки отходов лесовыращивания и лесозаготовок.

Ресурсы лесовыращивания представлены древесиной, заготавливаемой при рубках ухода за лесом, санитарных и прореживающих.

Как показывают данные по Южной Финляндии, за время оборота рубки можно собрать отходов 155–300 м³/га. Эти ресурсы могут составить основу топливного потенциала Беларуси.

Отсутствие потребителей тонкомерной и некачественной древесины привело к тому, что в нужном объеме не выполняются рубки ухода и санитарные рубки. В результате для Беларуси характерен дефицит спелых лесов. В 2010 г. лес нашей страны имел следующий состав: молодняки – 36,6%, средневозрастные – 44,3%, приспевающие – 14,2%, спелые – 4,9%.

Ресурс лесозаготовок представлен лесным топливом, т. е. тонкомером, ветками и верхушками деревьев, хвоей, пнями. Верхушка и ветки представляют 16–27% биомассы дерева, а корни и пень – 14–15%. Энергосодержание пней составляет 18–19 т у. т./га. Традиционно древесные отходы, получаемые при лесозаготовках, оставались в лесу в качестве органического удобрения. При этом перегнивание отходов затягивается на долгие годы (около 10 лет), происходит размножение вредителей и болезней, ухудшение почвы. На самом деле для сохранения органического баланса достаточно, если в почву попадает хвоя, листья, ветки и другие мелкие отходы деревьев. Если отходы рубки перед вывозом предварительно высушить и дать тем самым возможность осыпаться листьям и хвое, то потери минеральных веществ значительно сократятся. Дополнительная возможность компенсации потерь – это возврат золы, полученной при сжигании горючих ВЭР, обратно в лес.

При использовании отходов лесовыращивания и лесозаготовок имеются значительные трудности:

- отходы рассредоточены на больших площадях, их сбор и обработка трудоемки, из-за низкого энергосодержания перевозка отходов на дальние расстояния не окупается;
- отсутствуют технологии с соответствующим набором машин и механизмов для сбора и транспортировки лесосечных отходов.

Дополнительным источником топливных ресурсов может быть древесина, вырубленная при раскорчевке или расчистке сельскохозяйственных земель от леса и кустарника (мелеорации) – 0,35 млн. м³, при торфодобыче и торфопереработке – 0,85 млн. м³.

Хорошим видом топлива являются отходы гидролизной переработки древесины – лигнин. В отвалах гидролизных заводов скопилось до 20 млн. т лигнина (4 млн. т у. т.).

Исходя из вышесказанного приведем следующую классификацию древесного топлива.

Лесное топливо – кустарник, тонкомер, ветки и верхушки деревьев, хвоя, пни, т. е. все то, что считается некоммерческой древесиной, отходами от лесовыращивания и лесозаготовок.

Простое топливо – все виды топлива, для которого дерево или части дерева являются исходным материалом (обрезки бревен и досок, опилки, стружки, древесная пыль).

Отработанное топливо – бывшие в употреблении пиломатериалы; сырье идет от строительной и упаковочной промышленности, от разборки деревянных конструкций и изделий. В Беларуси это сырье вывозится на свалку или используется частными лицами для производства дров для собственных печей. Переработка этого сырья усложнена из-за наличия пропитки, краски и всяких включений (гвозди, бетон, стекло, пластик). Из-за включений его измельчение требует специальных дробилок, повышаются требования к горелочному оборудованию и отходам.

1.6. Отходы сельского хозяйства и животноводства

К органическим отходам сельскохозяйственного производства относятся: экскременты животных и растительные материалы (солома, свекольная и картофельная ботва и другие растительные остатки, если они не используются непосредственно в качестве корма). Например, при производстве зерновых на каждую тонну продукта получается около 1,4–1,6 т соломы. Одна свинья в год выдает около 1,5 т экскрементов, корова – 11 т. Энергия растений, идущих на корм животным, используются последними лишь на 30–40%, остальная же часть органического вещества идет в навоз. Навоз, внесенный в почву под воздействием солнца, воздуха и воды, разлагается в аэробных условиях и отдает в атмосферу до 1600 МДж теплоты на 1 т свежего навоза.

В среднем в составе соломы, лузги подсолнуха и костры льняной содержится: С = 42,5–43,5%, Н₂ = 4,9–5,4%, О₂ = 34,6–36,9%, N = 0,44–0,50%, S = 0,10–0,16%, минеральных веществ 2,4–6,5%. Влажность этих отходов сельского хозяйства составляет 10–15%, выход летучих – 80%, теплота сгорания – 12,9–18,1 МДж/кг.

Недостатком соломы является содержание хлора $Cl = 0,10-0,85\%$, что сильно влияет на коррозию поверхностей нагрева. Кроме того, температура плавления золы соломы ржи, овса и ячменя довольно низкая – $735-840^{\circ}C$, температура плавления золы соломы пшеницы $1050^{\circ}C$. Наибольшая проблема при сжигании соломы – ее низкая плотность, у непрессованной соломы она всего $30-40 \text{ кг/м}^3$, что удорожает транспортировку и складирование. Чаще всего солому транспортируют в прессованном виде.

При уборке зерновых влажность соломы $30-60\%$, для сжигания она пригодна при влажности до 20% . Более влажную солому надо просушивать до складирования, что предохранит ее от самонагревания и гниения при хранении.

Отходы сельского хозяйства, имеющие влажность менее 15% , можно утилизировать путем сжигания, как и древесную массу. Однако некоторые отходы сельского хозяйства и все отходы животноводства, имеют достаточно высокую влажность (более 50%). Например, влажность навоза крупного рогатого скота – 89% , свиной – $91,5\%$, кур – 78% . Такие отходы целесообразно подвергать анаэробному брожению или ферментации. Однако следует учитывать, что некоторые органические соединения растений (например, лигнин) и все неорганические составляющие не поддаются сбраживанию.

1.7. Бытовые и промышленные отходы

В последние десятилетия во всем мире произошло резкое увеличение объемов образования твердых бытовых отходов. В настоящее время масса потока твердых бытовых отходов, поступающих ежегодно в биосферу, достигла почти геологического масштаба и составляет около 400 млн. т в год. Влияние потока твердых бытовых отходов остро сказывается на глобальных геохимических циклах органического углерода. Так, масса этого элемента, поступающего в окружающую среду с отходами, составляет примерно 85 млн. т в год, в то время как общий естественный приток углерода в почвенный покров планеты составляет лишь $41,4 \text{ млн. т}$ в год.

Основные источники углеродсодержащих отходов в Республике Беларусь, состав и теплота сгорания приведены в табл. 1.2. Удаление и обезвреживание отходов – наиболее значимый для

города неблагоприятный экологический фактор, важнейший показатель санитарного благополучия населения, общественной гигиены. Отходы делятся на бытовые (как правило, твердые) и промышленные (твердые и жидкие).

Таблица 1.2

Источники углеродсодержащих отходов

| Вид отходов | Состав отхода | Теплота сгорания, МДж/кг |
|--|---|--------------------------|
| Твердые бытовые отходы | Органические вещества 60–70% (углерода – 35%), зольность 30–40%, влажность 40–50% | 2,5–9 |
| Промышленные отходы нефтеперерабатывающих заводов, железнодорожных предприятий, нефтебаз и ремонтных заводов | Нефтепродукты 20–30%, вода 20–30%, механические примеси 40–50% | 10–15 |
| Промышленные отходы железнодорожных служб (старые деревянные шпалы) | Древесина 75%, креозот 5%, влага 20%. | 19–23 |

Свойства твердых бытовых отходов, закономерности изменения этих свойств в настоящее время мало изучены. Существующая информация не полна и не систематизирована.

Имеются следующие методы ликвидации твердых отходов: захоронение на полигонах; термическая переработка; сортировка и вторичная переработка сырья.

Жидкие и газообразные промышленные отходы, как правило, сжигаются без переработки.

В Республике Беларусь среди методов ликвидации отходов в настоящее время первое место принадлежит полигонам твердых бытовых отходов, на которые вывозят порядка 90–95% отходов (сжигание составляет не выше 10%). При этом следует понимать, что когда твердые бытовые отходы складываются, то они не обезвреживаются. Полигоны отходов – это мины замедленного действия, которые будут действовать десятки лет, нанося огромный экологический и социальный ущерб природной среде и населению.

По результатам различных исследований можно отметить следующие негативные факторы воздействия полигонов отходов на окружающую среду.

1. Сильное поверхностное загрязнение почв на больших территориях, загрязнение подземных вод и грунтов до глубин более 20 м. При этом установлено, что в состав загрязняющих компонентов при многократном превышении предельно допустимых концентраций входят: Co, W, Mo, V, Zr, Pb, Bi, Zn, Li, Sr Fe, Ba, Cr, P, Ti, Ni, нитраты, Cl (от 2 до 100 предельно допустимых концентраций) и т. д. Если вблизи полигона твердых бытовых отходов расположены и эксплуатируются артезианские водонапорные скважины, то водяные потоки испытывают постоянное загрязнение фильтратами полигона.

2. Помимо этого, на природную среду оказывает влияние выделение биогаза (смеси метана, кислорода, углекислого газа), вызванное биохимическим разложением органического материала:

- токсичные выделения биогаза превышают санитарные нормы и могут вызвать удушье человека (известно довольно много случаев отравлений при техническом обслуживании заглубленных инженерных коммуникаций, которые сопровождались смертельным исходом);

- биохимическое разложение и химическое окисление материала свалки может сопровождаться образованием очагов выделения теплоты с повышением температур до 75°C , т. е. возможно самовозгорание отходов (частые пожары на полигонах, как правило, являются последствием стихийного, бесконтрольного распространения свалочного газа);

- при накоплении свалочного газа могут формироваться взрыво- и пожароопасные условия в зданиях и сооружениях, расположенных вблизи захоронений твердых бытовых отходов;

- гниение твердых бытовых отходов сопровождается распространением запаха на расстояние более 1 км;

- свалочный газ является парниковым газом, который усиливает эффект изменения климата Земли в целом.

Западные страны начали активно заниматься переработкой промышленных и твердых бытовых отходов еще в 60-е годы. В течение 10 лет в США, Японии, Германии, Франции и Швейцарии была создана разветвленная инфраструктура по сбору, сортировке и первичной переработке отходов и построены высокопроизводительные мусоросжигательные заводы. В России мусоросжигательные заводы появились только 80-х годах в Москве, Санкт-Петербурге и некоторых других городах. В результате

отсутствия первичной сортировки отходов заводы по сжиганию мусора работают эпизодически, объем сжигания не превышает 2% от объема ТБО.

В европейских государствах 40% отходов превращают биологической обработкой в органические удобрения, 10% сжигают на мусоросжигательных заводах, 50% отходов захоранивают.

Несмотря на разнородность состава твердых бытовых отходов, их можно рассматривать как низкосортное топливо. Термическая переработка твердых бытовых отходов не только их обезвреживает, но и позволяет получать тепловую энергию, а также извлекать имеющийся в них черный металлолом. Сжигание твердых бытовых отходов сложно технически и требует дорогостоящей газоочистки. Если отходы содержат более 14% углеводов, то их рациональнее подвергать термической переработке и получать при этом тепловую энергию, если менее 14% – то для обезвреживания таких отходов лучше использовать химические, биологические или физико-химические методы.

Другим направлением утилизации твердых бытовых отходов является их сортировка и вторичное использование. Однако в Республике Беларусь слабо развита система целевого сбора отсортированного и незагрязненного вторичного сырья у населения, что влечет за собой необходимость строительства заводов по сортировке мусора для разделения и сбора вторичного сырья: пленки, бумаги, черных и цветных металлов, стекла, органических отходов.

2. ГОРЮЧИЕ ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ



2.1. Классификация, характеристика и способы сжигания вторичных энергетических ресурсов

Источники горючих ВЭР, характерные для Республики Беларусь, могут быть сгруппированы следующим образом:

- 1) древесные отходы (деревья, кустарник и продукты их переработки) – оцениваемый потенциал 3 млн. т у. т./год.
- 2) отходы от возделывания зерновых культур (солома, стебли, ботва, шелуха от зерен и др.) – 2 млн. т у. т./год.
- 3) отходы животноводства (навоз, помет) – 0,17 млн. т у. т./год.
- 4) отходы промышленности и бытовые отходы (мусор) – 0,47 млн. т у. т./год.

2.1.1. Характеристика топлива

Топливом называется вещество, которое при сгорании образует продукты, нагретые до высоких температур, за счет содержащейся в нем химически связанной энергии. Состав топлива (содержание в нем отдельных элементов) характеризуется следующим уравнением:

$$C^p + H^p + O^p + N^p + A^p + W^p = 100\%,$$

где C^p , H^p , O^p , N^p , A^p , W^p – содержание в топливе соответственно углерода, водорода, кислорода, азота, золы и влаги.

В состав любого топлива в виде основных горючих элементов входят углерод С, водород Н и сера S. Теплота сгорания водорода превышает теплоту сгорания углерода в 4 раза, но содержание водорода в топливе обычно невелико. Сера может сгорать и выделять теплоту, образуя сернистый и серный ангидрид. Кроме того, топливо содержит негорючие элементы (кислород О, азот N), а также влагу W и золу А. Кислород обычно связывает некоторое количество

горючих элементов, уменьшая этим выделение теплоты при сгорании топлива. Азот не участвует в процессе горения, но на его подогрев и выделение затрачивается определенное количество энергии.

Если топливо нагреть без воздуха до температуры около 850°C, то из топлива выделяются летучие вещества и остается твердый нелетучий осадок (кокс). Чем больше выход летучих и ниже температура начала их выделения, тем легче воспламеняется топливо и лучше горение.

Золу (SiO_2 , Al_2O_3 , TiO_2 , Fe_2O_3 , CaO , MgO , Na_2O , K_2O и др.), прошедшую стадии плавления компонентов (температура плавления 1000–1200°C), при которых она частично разлагается и превращается в спекшуюся массу, называют *шлаком*.

Влажность (относительная или рабочая влажность) топлива – это отношение массы влаги к массе влажного топлива:

$$\omega = \frac{m - m_0}{m},$$

где m – общая масса топлива, кг; m_0 – масса сухого топлива, кг.

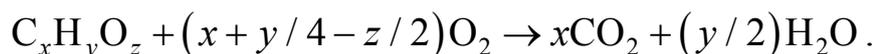
Величина влажности топлива может изменяться в диапазоне $0 \leq \omega \leq 1$, где значение $\omega = 0$ отвечает абсолютно сухому топливу, а значение $\omega = 1$ соответствует влаге в отсутствие топлива.

Влагосодержание (абсолютная влажность) топлива – это отношение массы влаги к массе сухого топлива:

$$d = \frac{m - m_0}{m_0}.$$

Величина влагосодержания топлива может изменяться в диапазоне $0 \leq d \leq \infty$, где значение $d = 0$ отвечает абсолютно сухому топливу, а значение $d = \infty$ соответствует влаге в отсутствие топлива. Поскольку величина m_0 не изменяется в процессе сушки материала, то параметр влагосодержания удобнее использовать при технологических расчетах сушки топлива.

Химическая реакция полного окисления топлива имеет вид



2.1.2. Способы переработки топлива

Переработка исходного топлива производится с целью получения более эффективного топлива, удобного для автоматизированного

сжигания с более высокими энергетическими показателями. Автоматизация тепловых установок позволяет увеличить экономическую эффективность при утилизации энергоресурсов. Традиционные в настоящее время жидкое топливо и природный газ однородны, и их легко адаптировать к автоматике – изменение расхода жидкости или газа в трубе осуществляется простыми методами. Для достижения однородности и возможности осуществления надежной регулировки расхода твердые горючие ВЭР должны перерабатываться.

Способы подготовки топлива к сжиганию следующие:

- 1) без переработки;
- 2) неглубокая переработка – сушка, дробление, прессование, экстракция;
- 3) глубокая (термохимической или биохимической) переработка – пиролиз, анаэробное брожение, ферментация.

Сушке может подвергаться любое топливо с целью повышения теплоты его сгорания. Однако следует учитывать, что сушка – это очень энергоемкий процесс и для его применения необходимо экономическое обоснование. Дроблению и прессованию в основном подвергаются древесное топливо и бытовые отходы. Экстракции (выжимке) подвергаются масленичные растения. Пиролизу подвергают биотопливо с влажностью менее 50%, анаэробному брожению и ферментации, наоборот, с влажностью более 50%. Источники горючих ВЭР и способы их переработки с примерным КПД представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Источники горючих ВЭР и способы их переработки перед сжиганием

| Источники биомассы | Способы переработки | КПД, % |
|--|---------------------|--------|
| Лесоразработки, отходы переработки древесины (древесная масса) | Без переработки | 70 |
| | Пиролиз | 85 |
| Отходы сельскохозяйственных культур (солома, ботва и др.) | Без переработки | 70 |
| | Анаэробное брожение | 80 |
| | Пиролиз | 80 |
| | Ферментация | 50 |
| Отходы животноводства (навоз, помет) | Анаэробное брожение | 50 |
| Бытовые и производственные отходы (мусор) | Без переработки | 50 |
| | Анаэробное брожение | 50 |
| | Пиролиз | 60 |

2.1.3. Характеристика древесного топлива

Древесина в зависимости от ее вида имеет различный состав. Она состоит из клетчатки 50–70% (содержащей углерод, водород и кислород), межклеточного вещества 30–50% (лигнина), азота, смолистых веществ, древесного сока в виде раствора в воде органических и минеральных веществ. Элементарный состав горючей массы древесины различных пород примерно одинаков и содержит следующие массовые доли: $C^r = 50,9\%$, $H^r = 6,1\%$, $O^r = 41,9\%$, $N^r = 0,8\%$, $S^r = 0,3\%$.

На рабочую массу элементарный состав рассчитывается по формулам:

$$C^p = 0,509(100 - A^p - W^p), \quad H^p = 0,061(100 - A^p - W^p), \\ O^p = 0,419(100 - A^p - W^p),$$

где A^p , W^p – зольность и влажность топлива.

Влажность древесного топлива. Различают две формы влаги, содержащейся в древесной биомассе: свободную и связанную.

Свободная влага находится в полостях клеток и в межклеточном пространстве древесины и удерживается только механическими связями. По существу такая влага ничем не отличается от разлитой жидкости на какой-нибудь поверхности.

Связанная влага находится внутри стенок клеток и удерживается механическими и физико-химическими (адсорбционными, капиллярными, гигроскопическими и др.) связями. Затраты при сушке связанной влаги больше теплоты испарения.

В зависимости от величины влажности стволковую древесину подразделяют на мокрую, свежесрубленную, воздушно-сухую, комнатно-сухую и сухую. *Мокрой* называют древесину, длительное время находившуюся в воде, с влажностью 50–80%. *Свежесрубленной* (с влажностью в зависимости от породы дерева 33–60%) называют древесину, сохранившую влагу растущего дерева. Влажность коры в свежесрубленном состоянии составляет от 27 до 68%, а влажность элементов кроны – около 50%. *Воздушно-сухая* – это древесина, выдержанная длительное время на открытом воздухе в сухую погоду, с влажностью 17–25%. При такой сушке сначала удаляется свободная влага, затем связанная. *Комнатно-сухая* – это древесина, длительное время находящаяся в отапливаемом и вентилируемом помещении (влажность 7–11%).

Зольность древесного топлива. Зола подразделяется на внутреннюю тугоплавкую (температура плавления выше 1450°C), содержащуюся в древесном веществе, и внешнюю легкоплавкую (температура плавления 1100–1350°C), попавшую в топливо при заготовке, хранении и транспортировке биомассы. Зола является нежелательной частью топлива, т. к. снижает содержание горючих элементов и затрудняет эксплуатацию топочных устройств.

Содержание внутренней золы стволовой древесины изменяется в пределах от 0,20 до 1,17%. Зольность коры больше зольности стволовой древесины из-за постоянного взаимодействия коры с атмосферным воздухом, содержащим минеральные аэрозоли. Зольность коры различных пород варьируется от 0,5 до 8%. Внутренняя зольность листьев около 3,5%, веток и сучьев – от 0,3 до 0,7%. Однако в зависимости от типа технологического процесса заготовки древесины зольность коры, элементов кроны (листьев, веток и сучьев) существенно увеличивается из-за загрязнения их внешними минеральными включениями.

Теплота сгорания древесины, кДж/кг, сильно зависит от влажности и приближенно ее можно определить по формуле Д. И. Менделеева:

$$Q_n^p = 340C^p + 1030H^p - 109(O^p - S^p) - 25,2W^p = \\ = 189(100 - A^p - 1,13W^p).$$

Высшая теплота сгорания стволовой древесины (теплота сгорания абсолютно сухого топлива) практически не зависит от вида древесины и примерно равна 18,9 МДж/кг.

Пересчет теплоты сгорания топлива при изменении его влажности (от W_1 до W_2) и зольности (от A_1 до A_2) можно произвести по формуле

$$Q_2 = (Q_1 + 25W_1) \frac{100 - W_2 - A_2}{100 - W_1 - A_1} - 25W_2, \text{ кДж/кг.}$$

Теоретическое количество воздуха, необходимого для сжигания 1 кг древесного топлива:

$$V_B^0 = 0,0889C^p + 0,265H^p + 0,033(S^p - O^p) = \\ = 0,047(100 - A^p - 1,13W^p), \text{ м}^3/\text{кг.}$$

$$m_{\text{в}}^0 = 0,115C^{\text{P}} + 0,343H^{\text{P}} + 0,043(S^{\text{P}} - O^{\text{P}}) = \\ = 0,061(100 - A^{\text{P}} - 1,13W^{\text{P}}), \text{ кг/кг.}$$

В 2009 г. доля древесного сырья в топливно-энергетическом балансе Республики Беларусь составляла 1,6%. Причем в стране имеются значительные запасы неиспользуемого древесного сырья.

2.2. Утилизация горючих вторичных энергетических ресурсов

2.2.1. Установка для сжигания топлива

Котельной установкой называется комплекс устройств и агрегатов, предназначенных для сжигания (преобразования химической энергии в тепловую) топлива. В котельной установке при сжигании топлива выделяемая теплота нагревает продукты сгорания, а затем теплота передается рабочему телу, которым обычно является вода.

Задачи, решаемые в котельной установке: подать топливо и окислитель (воздух), обеспечить сжигание топлива, обеспечить передачу теплоты от продуктов сгорания к рабочему телу, нагреть воду (или пар) до необходимой температуры.

2.2.2. Этапы сжигания твердого топлива

Процесс сжигания твердого топлива включает несколько этапов с различной температурой горения.

1. Высушивание топлива. Испарение влаги происходит при достаточно низкой температуре (50–100°C). Часть энергии, выделяемой в процессе горения, уходит на испарение воды, что уменьшает температуру в топке, замедляет процесс сжигания топлива. В котлах на древесном топливе поддержание процесса горения становится невозможным, если влажность древесины превышает 60%. Испарение содержащейся во влажной древесине влаги и последующий нагрев водяного пара требуют значительных затрат энергии, что приводит к падению температуры ниже минимального уровня, требуемого для обеспечения процесса горения. Следовательно, влажность является одной из наиболее важных переменных характеристик топлива.

2. Пиролиз (газификация). Процесс пиролиза начинается при нагревании твердого органического вещества до температуры 100–105°C. Летучие вещества (прежде всего углеводородные соединения) начинают испаряться. Структура материала топлива изменяется, и его поверхность становится пористой. Газифицированная древесина становится раскаленным древесным углем.

3. Воспламенение твердого топлива происходит при температуре 200–300°C в зависимости от вида топлива. Воспламеняется сухой торф при температуре 225–280°C, хвойная древесина – при температуре 220°C и лиственная древесина – при температуре 300°C.

4. Сгорание летучих компонентов. При температуре 500–600°C начинается процесс горения летучих компонентов, которые находятся на этом этапе в газообразной форме. Содержание летучих компонентов в горючем веществе составляет 75%, поэтому сжигание твердого топлива – это в основном сжигание газов.

5. Дождог. При температуре 800–900°C происходит сгорание твердого углерода и смолы.

6. Образование шлака. При температуре выше 1000°C негорючие компоненты начинают плавиться и превращаются в жидкую вязкую массу – шлак.

Все эти стадии при сжигании топлива происходят одновременно. На поверхности древесного топлива после испарения влаги происходит газификация, и в то же время глубже, внутри древесины, растет температура, что приводит к испарению влаги из ее внутренних частей. По мере окончания процесса испарения влаги зона пиролиза распространяется внутрь древесины. Газ, образованный таким образом, воспламеняется над топливом и передает тепло для протекания процессов испарения и пиролиза другим кускам древесного топлива. Процесс сжигания происходит непрерывно.

Процесс сгорания должен обеспечивать высокую степень использования энергии и, следовательно, полную утилизацию горючих ВЭР, он не должен вызывать образования нежелательных в экологическом отношении соединений. Сгорание является полным, если все горючие компоненты топлива полностью прореагировали с кислородом. Недостаток воздуха препятствует выделению энергии топлива, которая связывается веществами, содержащимися в топливе, например окисью углерода. В этом случае сгорание является неполным.

Теоретически необходимым является такое количество воздуха, при котором обеспечивается полное сгорание всех горючих компонентов топлива. Для обеспечения полного сгорания топлива обычно подводят больше воздуха, чем теоретически необходимо. Отношение действительно поданного воздуха к теоретически необходимому называется *коэффициентом избытка воздуха*

$$\alpha = V / V^{\circ}.$$

Для древесного топлива требуемый коэффициент избытка воздуха составляет от 1,25 до 1,40.

При нехватке воздуха ($\alpha < 1$) топливо не сгорает полностью. Это называется *химическим недожогом*. *Механический недожог* – это процесс неполного сгорания топлива из-за его размеров, т. е. невозможность кислорода вступить в реакцию с углеродом. Соответственно, механический недожог возможен только при сжигании твердых топлив. В практике на установках, работающих на твердом топливе, невозможно обеспечить полное сгорание топлива из-за трудностей, связанных с получением эффективной топливной смеси и подачей необходимого количества воздуха в течение ограниченного периода времени.

При избытке воздуха ($\alpha \gg 1$) увеличиваются потери теплоты с уходящими дымовыми газами (снижается КПД котла) и образование термических оксидов азота NO_x .

Показателем эффективности процесса является содержание CO и O_2 в отходящих газах. При сжигании топлива необходимо обеспечить содержание максимального количества CO_2 и отсутствие CO в отходящих газах (признак CO в дымовых газах – черный дым).

Выбросы, образующиеся при неполном сгорании, могут быть вызваны:

- неправильным смешением воздуха и топлива в топливной камере, в результате чего образуются локальные зоны с недостатком воздуха;
- недостаточным количеством кислорода;
- низкой температурой горения;
- недостаточным временем пребывания в топке.

Эти переменные величины связаны друг с другом, хотя в случаях, когда имеется достаточное количество кислорода, наиболее важной переменной является температура, оказывающая экспо-

ненциальное воздействие на скорость реакции. Оптимизация этих переменных позволяет снизить уровни всех выбросов, вызываемых неполным сгоранием.

Температура горения топлива зависит, прежде всего, от трех факторов: количества подаваемого воздуха αm_b^0 , влажности топлива W^p и t_b температуры подаваемого на горение воздуха. Если пренебречь теплоемкостью золы, то температура горения (температура продуктов сгорания) рассчитывается по формуле

$$t^{\text{гор}} = \frac{Q_H^p + c_p^b \alpha m_b^0 (t_b - t_{o.c})}{c_p^r (1 + \alpha m_b^0)} + t_{o.c},$$

где c_p^b , c_p^r – удельная массовая изобарная теплоемкость воздуха и дымовых газов, кДж/(кг·°C); $t_{o.c}$ – температура окружающей среды, °C. Значение удельной изобарной теплоемкости дымовых газов среднее в диапазоне 1000–2000°C соответствует: $c_p^r = 1,34$ кДж/(кг·°C).

Для стволовой древесины ($C^r = 50,9\%$, $H^r = 6,1\%$, $O^r = 41,9\%$, $N^r = 0,8\%$, $S^r = 0,3\%$) температуру горения можно определить по упрощенной формуле:

$$t^{\text{гор}} = \frac{189(100 - A^p - 1,13 W^p) + \alpha 0,0612(100 - W^p - A^p)t_b}{1,34(1 + \alpha 0,0612(100 - W^p - A^p))}.$$

При $\alpha = 1$, $W^p = 0$ и $A^p = 0$ максимальная температура горения (жаропроизводительность) древесного топлива $t^{\text{гор}} = 1986^\circ\text{C}$.

Масса дымовых газов, образующихся в процессе полного сгорания топлива, при избытке воздуха α рассчитывается по формуле

$$m_r = 1 + \alpha m_b^0,$$

где m_b^0 – масса воздуха, необходимого для полного сгорания 1 кг древесного топлива, кг/кг.

Тогда приблизительно температуру горения можно определить по формуле:

$$t^{\text{гор}} = 14,0 \cdot 10^3 \frac{100 - 1,14 W^p}{100 + 6,05 \alpha (100 - 1,01 W^p)} + t_0.$$

При $\alpha = 1$ и $W^p = 0$ максимальная температура горения (жаропроизводительность) древесного топлива составляет $t^{\text{гор}} = 1986^\circ\text{C}$.

Эффективность котлоагрегата определяется на основе уравнения теплового баланса:

$$Q_H^p = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{п.с}} + Q_{\text{хим}} + Q_{\text{мех}} + Q_{\text{зола}},$$

где Q_H^p – низшая теплота сгорания топлива; $Q_{\text{пол}}$ – полезно используемое тепло; $Q_{\text{п.с}}$ – тепло, расходуемое на нагрев продуктов сгорания; $Q_{\text{хим}}$ – потери теплоты от химического недожога; $Q_{\text{мех}}$ – потери теплоты от механического недожога; $Q_{\text{зола}}$ – потери теплоты со шлаком и золой.

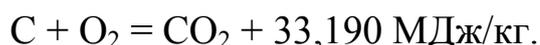
Коэффициент полезного действия котлоагрегата определяется по формуле

$$\eta_k = Q_{\text{пол}} / Q_H^p.$$

2.2.3. Теория горения твердого углерода (кокса)

Согласно современным представлениям первичными продуктами окисления твердого углерода являются одновременно углекислота (CO_2) и окись углерода (CO) в зависимости от температуры. При умеренных температурах, не превышающих 1200°C , оба газа выходят примерно в одинаковых соотношениях.

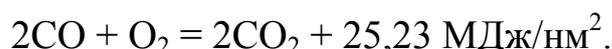
Это обусловлено тем, что на поверхности раскаленного углерода происходит выжигание кислорода с образованием углекислотного облака, которое препятствует проникновению к поверхности углерода новых свободных молекул кислорода (низкотемпературный процесс):



В отсутствие кислорода при высоких температурах (более 900°C) углерод начинает реагировать с углекислотой с образованием окиси углерода (высокотемпературный процесс):



Горячий поток окиси углерода, удаляясь от поверхности углерода, встречается со свободными молекулами кислорода и сгорает в углекислоту:



Это приводит к исчезновению свободных молекул кислорода вблизи углеродной поверхности.

Следовательно, при горении твердого углерода происходит газификация, превращающая его в газообразное топливо. Воспламенение продуктов газификации приводит к образованию фронта пламени.

2.3. Топки для сжигания топлив

2.3.1. Основные виды топочных процессов

Топочным процессом называют способ сжигания топлива в топке, при котором осуществляется непрерывное и регулируемое горение топлива в определенном объеме и своевременное удаление из этого объема золы и шлака. Широко применяются слоевые и камерные процессы сжигания.

Слоевые топки делятся на топки с плотным (рис. 2.1, *а*) и «кипящим» (рис. 2.1, *б*) слоем.

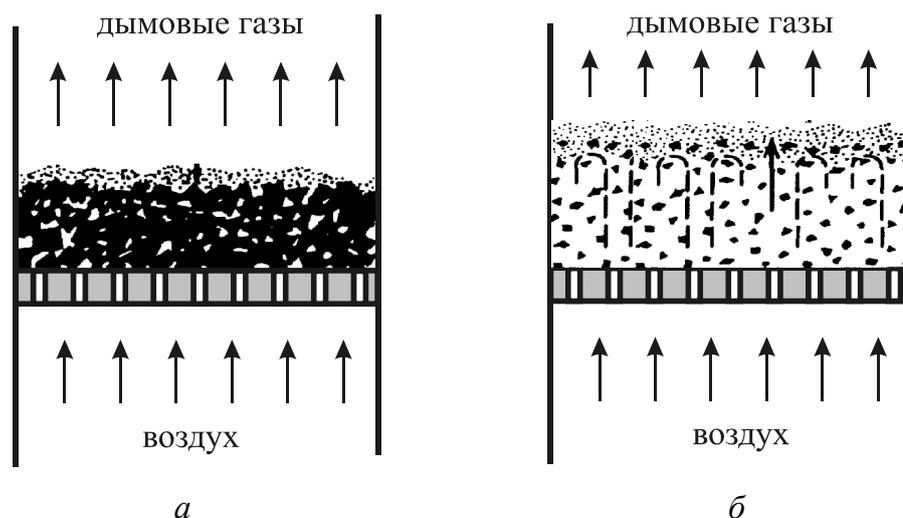


Рис. 2.1. Слоевые топки с плотным (*а*) и «кипящим» (*б*) слоем

Плотным слоем называется процесс сжигания неподвижного топлива на колосниковой решетке. При этом воздух, необходимый для горения топлива, подается под решетку.

«Кипящим» слоем называется процесс сжигания топлива во взвешенном состоянии за счет воздействия на мелкие частицы топлива потока воздуха. В таких топках для качественного горения топлива необходимо подавать топливо с одинаковым размером частиц. При этом скорость воздуха и газа не должна превы-

шать определенную величину, при которой происходит унос частиц топлива.

Сущность слоевого процесса сжигания твердого топлива заключается в том, что воздух непрерывно продувается через слой горящего кускового топлива, взаимодействует с ним, в результате чего получают нагретые до высокой температуры топочные газы, зола и шлак.

Пространство, где происходит взаимодействие топлива с воздухом и продуктами сгорания, называют активной зоной или зоной горения (рис. 2.2). Активная зона состоит из кислородной зоны, зоны восстановления, зоны возгонки летучих и сушки топлива.

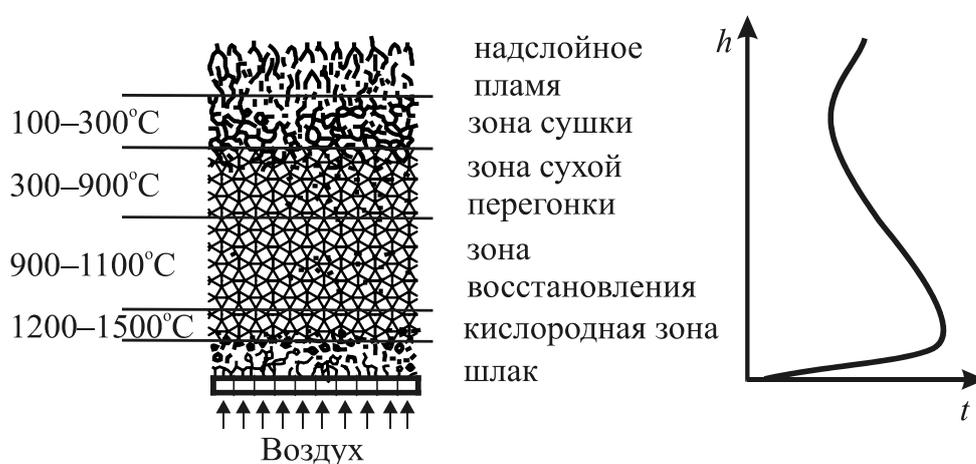


Рис. 2.2. Зона горения твердого топлива и распределение температуры по ее высоте

Кислородная зона – это нижний слой топлива, в который подводится воздух, в газах, проходящих через этот слой, содержится кислород. В этой зоне происходит взаимодействие кислорода воздуха с углеродом топлива, в результате чего образуется одновременно окись углерода CO и углекислый газ CO_2 . Верхней границей кислородной зоны является сечение слоя, в котором температура достигает максимального значения, а содержание кислорода становится незначительным. Протяженность кислородной зоны по высоте слоя не зависит от скорости воздушного дутья и определяется размером куска топлива и его природой. Чем выше реакционная способность топлива и чем меньше размеры кусков топлива, тем меньше высота кислородной зоны. Если по технологии сжигания топлива высота слоя больше протяженности кислородной зоны, то над ней располагается зона восстановления.

Зона восстановления – это пространство, в котором происходит взаимодействие углекислого газа CO_2 с поверхностью раскаленного топлива. В результате чего в продуктах сгорания увеличивается содержание окиси углерода CO . Взаимодействие углекислого газа с углеродом топлива происходит с поглощением тепла, вследствие этого температура слоя по высоте восстановительной зоны уменьшается.

Зона возгонки летучих – это пространство, в котором происходит выделение газообразных горючих компонентов топлива при температуре $80\text{--}180^\circ\text{C}$. Для сжигания этих горючих компонентов над слоем топлива в топку подводят воздух, который называется вторичным.

Таким образом, режим работы топки при слоевом сжигании может быть двояким: без восстановительной зоны и с восстановительной зоной.

Толщина кислородной и восстановительной зон зависит от типа и размеров кусков топлива и температуры: толщина кислородной зоны $3\text{--}4d_{\text{т}}$, восстановительной – $12\text{--}24d_{\text{т}}$.

При слоевом сжигании без восстановительной зоны необходимо держать оптимальный по высоте слой топлива, равный протяженности кислородной зоны, при этом весь требующийся для горения воздух подается под колосниковую решетку и продувается через слой топлива. Такой режим рекомендуется для сухого топлива с большой теплотой сгорания при использовании простой колосниковой решетки.

При слоевом сжигании с восстановительной зоной содержание горючих компонентов в топочных газах увеличивается и возникает необходимость подвода воздуха сверху слоя (вторичного воздуха) для их дожигания. Этот режим рекомендуется для влажного топлива с низкой теплотой сгорания.

При слоевом топочном процессе производительность топочного устройства регулируется изменением одного параметра – количества воздуха, подаваемого в топку.

Преимуществом слоевого сжигания твердого топлива являются:

- возможность сжигания древесной массы с самым широким диапазоном по размерам частиц;
- простота устройства для механизации подачи топлива в зону горения;
- минимальные затраты на подготовку топлива.

Недостатком слоевого сжигания твердого топлива являются:

- большие габариты топки, громоздкая колосниковая решетка;
- прогары слоя, которые ухудшают процесс сжигания топлива.

При слоевом сжигании с восстановительной зоной при высокой высоте слоя снижается вероятность прогорания слоя и организации кратерного горения.

Оптимизация процессов горения твердого топлива заключается в следующем:

- свободное сечение колосниковой решетки должно быть снижено, а давление наддува воздуха повышено;
- толщина слоя топлива должна быть такой, чтобы при минимальных затратах энергии на продувание через слой первичного воздуха прогары слоя топлива были исключены;
- при сжигании топлива повышенной зольности должны быть предусмотрены технические решения, гарантирующие непрерывный сход шлака из зоны горения.

Слоевой способ сжигания древесного топлива может быть реализован путем использования следующих методов организации работы слоя: в горизонтальном, вертикальном, наклонном, зажатом слоях; кучевое сжигание.

2.3.2. Слоевая горизонтальная топка

Схема слоевой горизонтальной топки с ручными колосниковыми решетками представлена на рис. 2.3, а. Основными элементами топки являются: 1 – загрузочное отверстие, 2 – колосниковая решетка, 3 – отверстие для растопки котла.

По этому принципу работают ручные топки для дров и кусковых отходов. Загрузка древесного топлива на горизонтальную решетку при ручном обслуживании является очень трудоемкой операцией и связана с тяжелым физическим трудом. Высота слоя топлива в топке приблизительно 0,8–1,0 м. Регулирование производительности топки осуществляется изменением количества воздуха, подаваемого под колосниковую решетку. Воздух в топку в котлах малой производительности поступает за счет разряжения, создаваемого дымовой трубой (естественной тягой). В котлах большой производительности воздух в топку подается вентилятором и дымососом (вынужденная тяга).

Особенно важно в слоевых топках обеспечить равномерную толщину слоя на решетке, отсутствие в слое мест, где воздух

может прорывать слой топлива. Неподвижная колосниковая решетка с ручной горизонтальной подачей топлива работает не оптимально, так как высота слоя топлива из-за периодичности загрузки все время изменяется и имеет неравномерную толщину. При этом снижение толщины слоя приводит к увеличению избытка воздуха, а увеличение – к повышению химической неполноты сгорания и дополнительным гидравлическим сопротивлениям на прокачку воздуха.

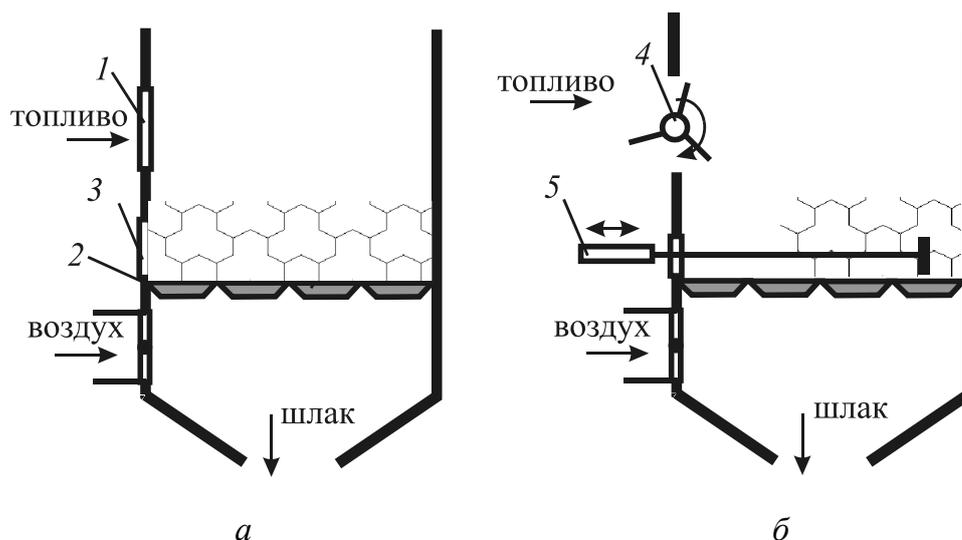


Рис. 2.3. Слойная горизонтальная топка:

1 – загрузочное отверстие; 2 – колосниковая решетка; 3 – отверстие для растопки котла; 4 – забрасыватель; 5 – шурующая планка

Улучшить подачу и сжигание топлива в такой топке можно за счет установки забрасывателя 4 и шурующей планки 5 (рис. 2.3, б). Периодическое поступательно-возвратное движение шурующей планки обеспечивает перемешивание слоя топлива, что улучшает контакт молекул кислорода с продуктами горения, снижает химический и механический недожог топлива. При этом древесное топливо должно быть подготовлено так, чтобы примерно 95% частиц имело размер менее 50 мм. Остальные частицы могут быть длиной до 100 мм и толщиной до 25 мм. Однако данные устройства сильно увеличивают цену топки и снижают надежность работы котлоагрегата, т. к. подвижные механические элементы в условиях высоких температур (более 900°С) имеют малый срок службы. Сжигание древесного топлива на горизонтальных решетках применяется в настоящее время только в топках котлов малой мощности и в бытовых печах.

2.3.3. Шахтная топка с вертикальным зеркалом горения

В шахтной топке (рис. 2.4, *a*) осуществляется вертикальная подача топлива, что позволяет автоматизировать этот процесс. Особенностью топки является то, что образуется горячая зона высотой h , в которой происходит процесс газификации топлива. Горячие газы подсушивают верхние слои топлива, а затем поступают в топочную камеру, где смешиваются с вторичным воздухом и сгорают в виде факела.

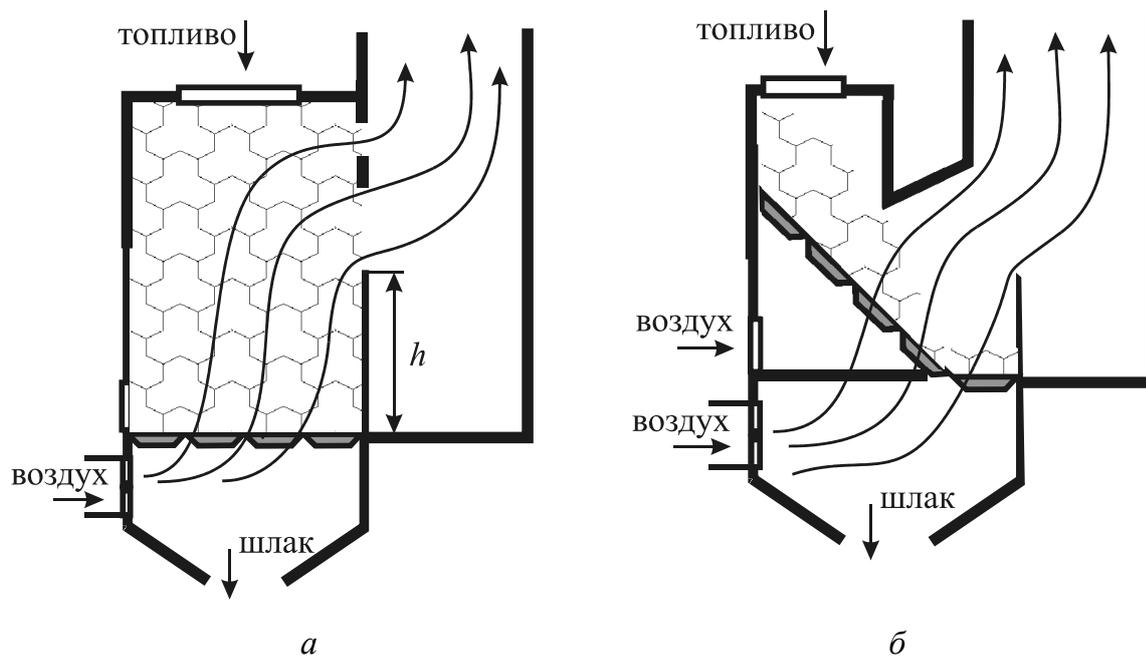


Рис. 2.4. Шахтная топка с вертикальным (*a*) и наклонным (*б*) зеркалами горения

Особое значение для эффективности процесса имеет высота h . Чем выше влажность топлива, тем больше должна быть заглублена колосниковая решетка, т. е. тем больше должна быть высота h .

В шахтной топке с вертикальным слоем размеры слоя топлива стабильны по времени; холодный воздух не попадает в топку через загрузочное отверстие, как это имеет место в топках с горизонтальным слоем. Тягодутьевые устройства (дымосос и вентилятор) работают в более эффективном режиме. Недостаток топки – возможное дымление через горловину и неодинаковая толщина слоя топлива, который должны преодолевать воздух и продукты горения при движении от колосниковой решетки до зеркала горения.

Топки с вертикальным слоем целесообразно применять для сжигания мелких древесных отходов, обладающих малой сыпучестью и склонностью к сводообразованию. Сжигание опилок в топках с вертикальным слоем затруднено.

2.3.4. Шахтная топка с наклонным зеркалом горения

В шахтной топке с наклонным зеркалом горения (рис. 2.4, б) колосник устанавливается под углом $40\text{--}50^\circ$. За счет этого топливо медленно сползает вниз к основанию топки и увеличивается время его подготовки к сжиганию. Подсушенное и нагретое топливо опускается на первый ряд колосников, загорается, выделяет летучие и сползает на горизонтальные колосники, где задерживается до полного выгорания кокса и выжигания горючих компонентов из шлака.

В данной топке обеспечиваются постоянная по всей площади колосниковой решетки толщина слоя топлива и одинаковые условия для прохода воздуха и продуктов горения через слой. Эти требования выполняются, если угол наклона решетки равен углу естественного откоса топлива. Если угол наклона решетки больше угла естественного откоса, то высота слоя будет увеличиваться в нижней части решетки, и, наоборот, если угол наклона решетки меньше угла естественного откоса, то толщина слоя в нижней части решетки будет меньше, чем в верхней.

Коэффициент избытка топлива воздуха в топке поддерживается около 1,3. Топка хорошо работает с кусковым топливом (щепа, кусковой торф), но плохо работает с мелочью (опилки, стружки, фрезерный торф). Мелкое топливо забивает колосники и ухудшает подачу воздуха.

2.3.5. Шахтная топка со ступенчатой наклонной решеткой

Для сжигания мелкого топлива (опилки, стружки, фрезерный торф) эффективно применять шахтную топку со ступенчатой наклонной решеткой (рис. 2.5, а). Топливо подается сверху и затем сползает вниз по наклонной решетке. Между ступеньками оно задерживается, часть топлива подсыхает, а затем воспламеняется. Основным достоинством топки является отсутствие провала топлива в зольник через зазоры колосников и, соответственно, низкий механический недожог при сжигании мелкого топлива. Однако

при высокой зольности топлива зола остается на ступеньках, и ее приходится периодически удалять.

Для исключения этого недостатка зазор между ступеньками делается небольшим, куда с большой скоростью подается первичный воздух. Это способствует выносу золы и мелких кусочков шлака к нижнему концу колосниковой решетки для их дальнейшего удаления из топочного пространства.

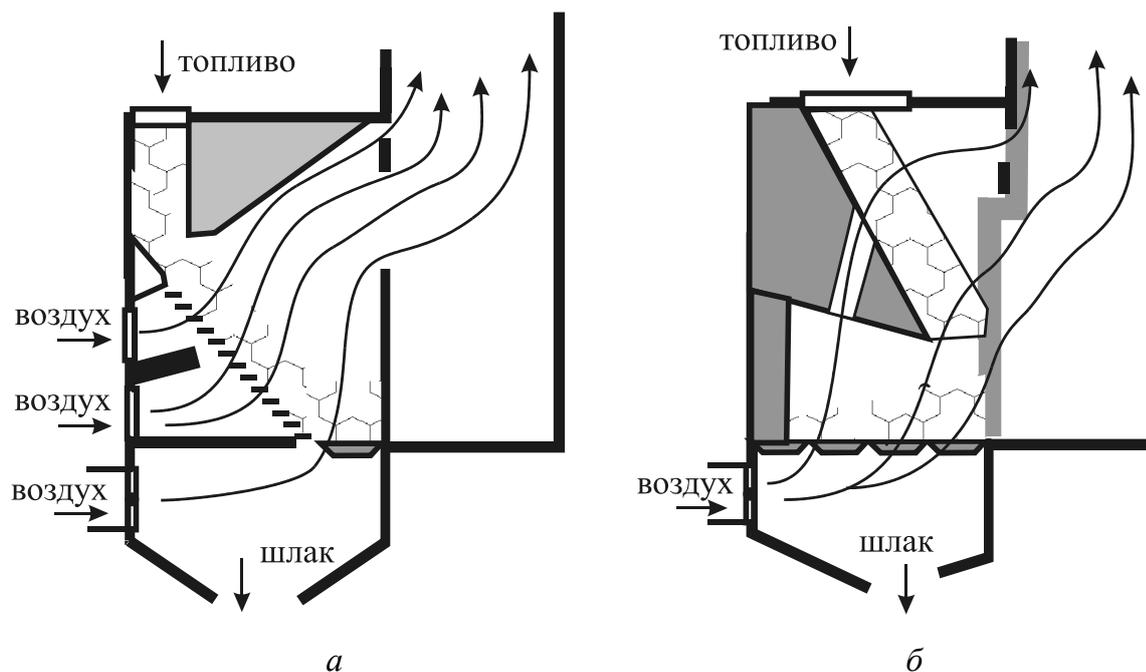


Рис. 2.5. Шахтная топка со ступенчатой решеткой (а), топка Померанцева с зажатым слоем (б)

2.3.6. Топка Померанцева с зажатым слоем топлива

Основным элементом топки Померанцева (рис. 2.5, б) являются решетка и пережим шахты. Решетка состоит из экранных труб, к которым приварена поперечная арматура (шпы). Пережим шахты позволяет создавать рыхлый, хорошо продуваемый воздухом слой топлива и образовывать очаги горения топлива. На пережиме топливо задерживается, подсушивается и загорается, по мере выгорания обрушивается в нижний предтопок, где полностью выгорает.

Данная топка предназначена для сжигания предварительно измельченных древесных отходов с размерами кусков до 100 мм и зольностью не более 1–2%.

Достоинство топки – высокое напряжение зеркала горения, что обеспечивает высокий КПД (76–80%). При сжигании щепы

с высоким содержанием минеральных включений в топках образуется шлак, который сплавляется с поверхностью трубной решетки, что нарушает нормальный сход топлива и процесс горения. При удалении шлака возникает опасность повреждения труб решетки.

2.3.7. Топка с цепной колосниковой решеткой и предтопком Макарьева

Топка с цепной колосниковой решеткой (рис. 2.6) применяется для сжигания торфа, мелкой стружки и опилок с высоким содержанием минеральных примесей. По мере движения решетки и лежащего на ней неподвижного топлива происходит подсушка топлива, выделение летучих, выгорание образовавшегося кокса и выжигание шлака. Зола и шлак сбрасываются с цепной решетки в нижнюю часть топki.

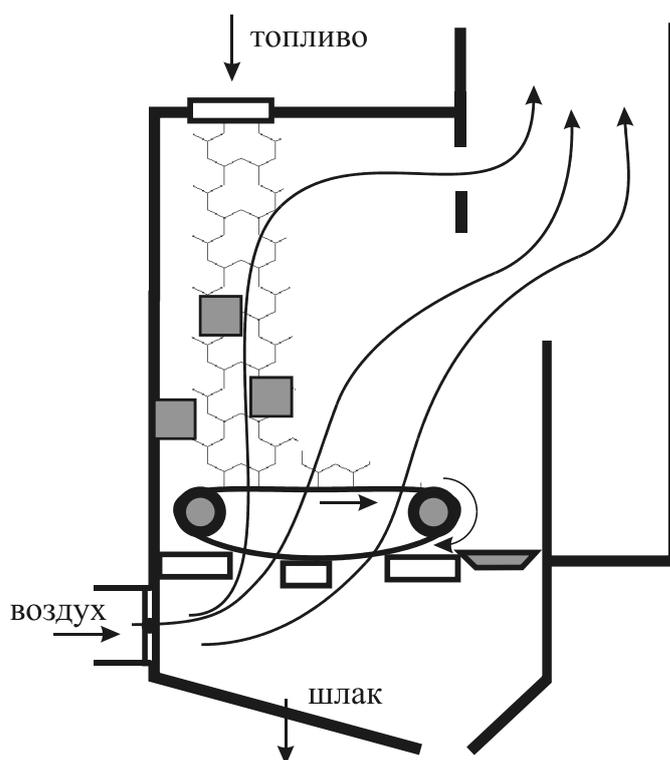


Рис. 2.6. Топка с цепной колосниковой решеткой и предтопком Макарьева

Подготовка топлива осуществляется на специальных ступенях (предтопок Макарьева) за счет создания и поддержания дополнительных очагов горения.

2.3.8. Топка с кучевым сжиганием

Топка с кучевым сжиганием (рис. 2.7) получила распространение за рубежом. Мелкое древесное топливо посредством ротора *1* подается в центр топочного пространства и рассыпается по колосниковой решетке, под которую подается первичный воздух. Топливо сгорает на колосниковой решетке, а продукты сгорания поднимаются в верхнюю часть – циклонную камеру, в которую подводится вторичный воздух через сопло под арку *2*. Этим обеспечивается вихревое движение продуктов сгорания и полное их выгорание.

Ротор обеспечивает автоматическую подачу топлива и равномерное распределение его по колосниковой решетке. При этом ротор находится ниже зеркала горения и хорошо охлаждается подаваемым снизу воздухом. Топка обеспечивает устойчивое и эффективное сжигание топлива. Недостаток топки – довольно сложный механизм для подачи топлива.

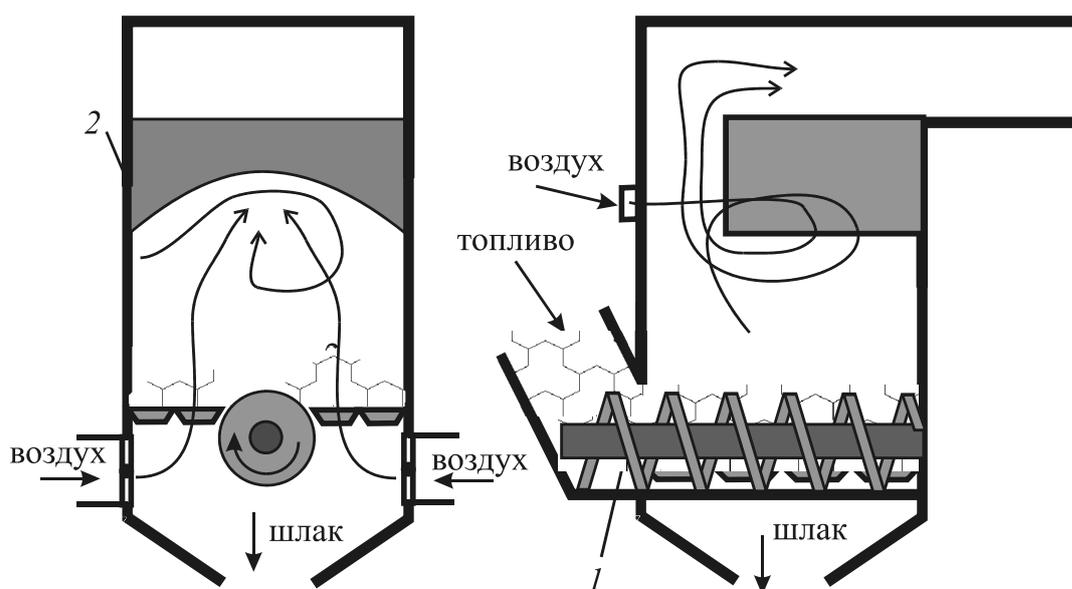


Рис. 2.7. Роторная топка с кучевым сжиганием:
1 – ротор; *2* – арка

Топка работает на отходах деревообработки (опилках, коре, щепе) и на фрезерном торфе.

2.3.9. Основные параметры топочных устройств слоевого типа

Основные параметры топочных устройств слоевого типа следующие.

1. Зеркало горения – верхнее сечение слоя, в котором происходит горение топлива. Для слоевых топков с горизонтальным и наклонным слоем площадь зеркала горения равно площади колосниковой решетки. Для слоевых топков с вертикальным слоем площадь зеркала горения равна площади окна в задней стенке топки, через которое выходят продукты сгорания. Для слоевых топков с зажатым слоем площадь зеркала горения равно площади зажимающей решетки, через которую выходят продукты сгорания.

Тогда площадь зеркала горения или площадь колосниковой решетки определяют по формуле

$$R = \frac{Q_{к.а}}{q_R \eta_{к.а}},$$

где $Q_{к.а} = G (h_{п.п} - h_{п.в})$ – производительность котлоагрегата, кВт; q_R – теплонапряжение зеркала горения, кВт/м² (табл. 2.2); $\eta_{к.а}$ – КПД котлоагрегата; $h_{п.в}$ – энтальпия пара на выходе из котлоагрегата, кДж/кг; $h_{п.в} = t_{п.в} c_{вод}$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг; $t_{п.в}$, $c_{вод}$ – температура и теплоемкость питательной воды соответственно.

Таблица 2.2

| Тип топчного устройства | Вид топлива | Теплонапряжение | | |
|--------------------------------|------------------|---|--|--|
| | | зеркала горения, q_R , кВт/м ² | колосниковой решетки, кВт/м ² | объема топчного пространства, q_V , кВт/м ³ |
| Топка: | | | | |
| с горизонтальным слоем | Дрова | 1160 | 1160 | 350 |
| вертикальным слоем | Дрова | 3500 | 1400 | 350 |
| наклонным слоем | Дрова | 1400 | 1400 | 350 |
| ступенчатой наклонной решеткой | Древесные опилки | 700 | 700 | 300 |
| зажатым слоем | Щепа | 7500 | – | 410 |

2. Объем топчного пространства – пространство, ограниченное слоем топлива, трубами экранов котла и стенками обмуровки, т. е. замкнутое пространство над слоем топлива.

$$V_T = \frac{Q_{к.а}}{q_V \eta_{к.а}},$$

где q_V – объема топчного пространства, кВт/м³ (табл. 2.2).

3. Расход топлива:

- условного, т у. т./ч:

$$B_{\text{у.т}} = \frac{0,1228Q_{\text{к.а}}}{\eta_{\text{к.а}}};$$

- массового, т/ч:

$$B_{\text{т}} = \frac{3,6Q_{\text{к.а}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{к.а}}};$$

- объемного, м³/ч:

$$B_{\text{м}^3} = \frac{B_{\text{т}}}{\rho_{\text{т}} \Pi},$$

где $\rho_{\text{т}}$ – плотность топлива, кг/м³; Π – коэффициент насыпной плотности, отношение объема топлива в плотных кубометрах к объему топлива, занимаемого штабелем или кучей (для щепы из отходов лесозаготовок – 0,30–0,36; для щепы из отходов деревообработки – 0,32–0,38; для опилок рыхлых – 0,2–0,3; для опилок слежавшихся – 0,33–0,37; для сучьев, увязанных в пучки, – 0,35–0,40; для дров – 0,7–0,8).

2.3.10. Теория кипящего слоя

Широкое применение находит более эффективный процесс сжигания топлива в «кипящем» слое. Принцип его заключается в том, что при определенной скорости дутья, подаваемого под слой топлива с определенным размером частиц, этот слой приходит в движение, напоминаящее кипение жидкости.

Принцип образования кипящего слоя состоит в следующем. Если к кусковому топливу, расположенному на колосниковой решетке (рис. 2.8, а), подводить снизу воздух, постепенно увеличивая его скорость v , то высота слоя H начнет постепенно увеличиваться, как бы набухать и вспучиваться (рис. 2.8, б). При некоторой скорости $v_{\text{кр}}$ в слое начинают возникать небольшие фонтаны «кипения» топлива, большая же часть топлива остается почти неподвижным. Затем давление воздуха, обусловленное весом и сцеплением частиц топлива, достигает максимального значения:

$$\Delta p_{\text{кр}} = Hg(\rho_{\text{т}} - \rho_{\text{в}})(1 + \varepsilon) + \Delta p',$$

где H – высота слоя топлива, м; ρ_T, ρ_B – плотность топлива и воздуха соответственно, кг/м³; ε – коэффициент порозности, представляющий собой отношение величин объемов пустот и топлива; $\Delta p'$ – перепад давления, необходимый для отрыва частиц топлива друг от друга, Па.

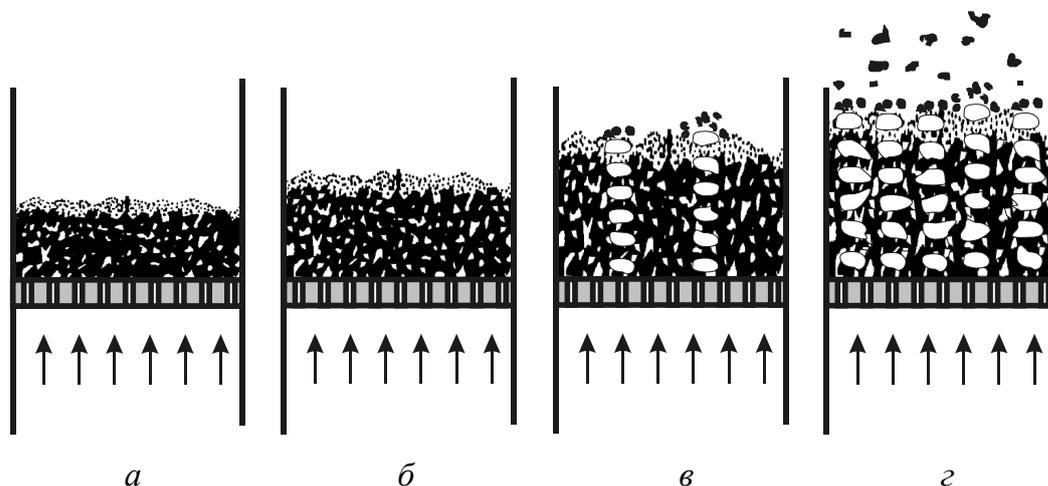


Рис. 2.8. Структура слоя топлива при различных количествах воздуха, подаваемого в топку:
a – неподвижный слой; *б* – начальная фаза кипения;
в – пузырьчатое кипение; *г* – унос частиц

Наступает пузырьчатое «кипение» слоя (рис. 2.8, *в*). С последующим увеличением скорости воздуха под решеткой сопротивление слоя $\Delta p_{кр}$ несколько уменьшается, а скорость воздуха в слое (скорость фильтрации) v_f увеличивается (рис. 2.9). При дальнейшем увеличении скорости воздуха, подводимого к колосниковой решетке, высота слоя H увеличивается, но при этом стабилизируется сопротивление слоя Δp и скорость фильтрации v_f (рис. 2.9).

При достижении скорости газа $v > v'_{кип}$ интенсивность частиц топлива в слое возрастает до тех пор, пока не установится их циклическое (вверх – вниз) движение, способствующее оптимальному перемешиванию топлива. При скорости воздуха $v < v''_{кип}$ присутствует незначительный унос мелких частиц (рис. 2.8, *г*).

Характерную скорость подачи воздуха $v'_{кип}$, при которой начинается движение частиц топлива в слое, можно определить по следующей формуле:

$$Re'_{кип} = \frac{v'_{кип} d}{v_B} = 0,11 Ar^{0,52},$$

где $Re'_{\text{кип}}$ – число Рейнольдса; d – эквивалентный диаметр частиц топлива, м; $\nu_{\text{в}}$ – кинематическая вязкость воздуха, $\text{м}^2/\text{с}$,
 $Ar = \frac{d^3(\rho_{\text{т}} - \rho_{\text{в}})g}{\nu_{\text{в}}^2 \rho_{\text{в}}}$ – число Архимеда.

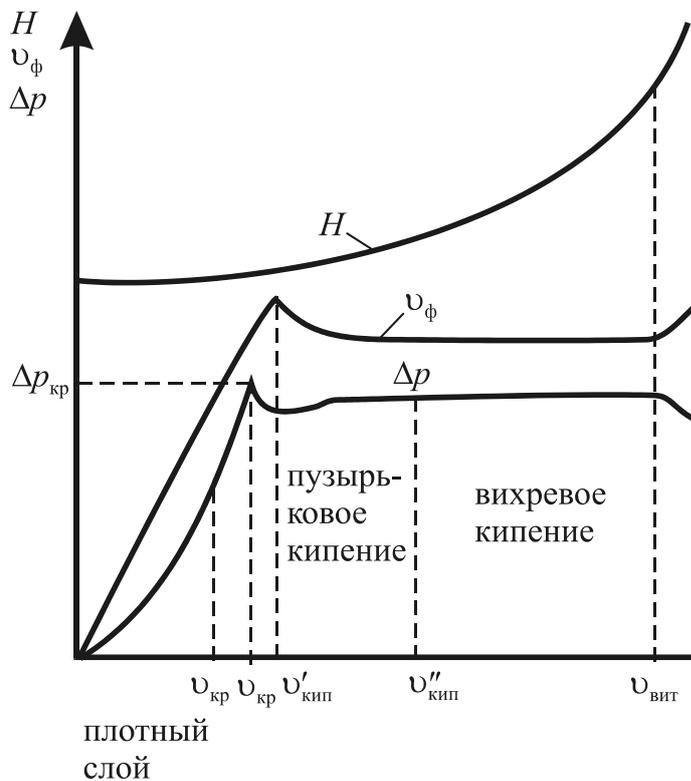


Рис. 2.9. Зависимость высоты слоя H , скорости фильтрации $v_{\text{ф}}$ и перепада давления Δp от скорости воздуха v , подаваемого под слой топлива

При скорости воздуха $v > v''_{\text{кип}}$ наблюдается образование вертикальных каналов (кратеров) прохода воздуха, а при $v > v_{\text{вит}}$ (рис. 2.9) начинается бурный унос частиц топлива с решетки.

2.3.11. Сжигание в кипящем слое

Кипящий слой делится на пузырьковый, циркулирующий, вихревой.

В отличие от процесса сжигания в топках с плотным слоем, при изменении теплопроизводительности топки с кипящим слоем необходимо регулировать как количество подводимого воздуха, так и количество подаваемого в топку топлива. Это обстоятельство усложняет автоматизацию работы топочных устройств кипящего типа.

Пузырьковое сжигание (рис. 2.10, *a*) – это сжигание, при котором кинетическая энергия воздушного потока примерно равна весу частиц топлива (частицы начинают парить и интенсивно перемешиваться в воздушном потоке, образуя взвешенный слой). Скорость потока воздуха, подаваемого под решетку, составляет от 1,0 до 2,5 м/с. Преимуществом топок с пузырьковым слоем является их гибкость в отношении размера частиц и уровня влажности топливной биомассы.

Циркулирующее сжигание (рис. 2.10, *б*) – это сжигание с высокой интенсивностью дутья, при которой горящие частицы топлива уносятся воздушным потоком в циклоны сепаратора, где твердая фаза отделяется от газового потока и направляется обратно в топку.

Более высокая турбулентность слоя в котлах с циркулирующим сжиганием повышает эффективность теплообмена и обеспечивает более однородное распределение температуры в слое. Скорость потока воздуха до 5–10 м/с.

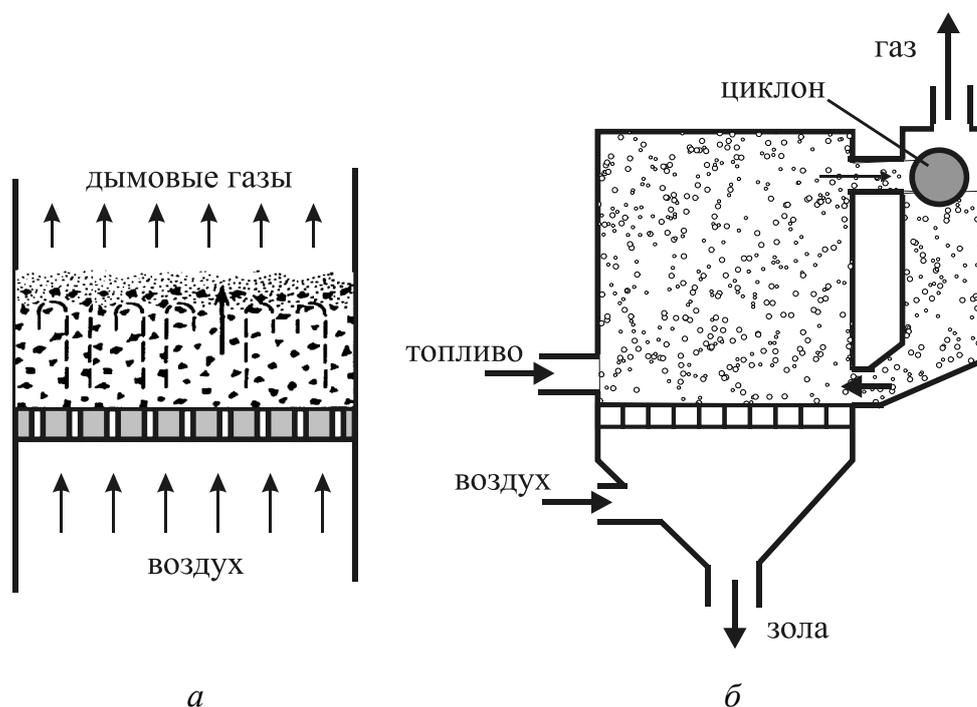


Рис. 2.10. Пузырьковая (*a*) и циркуляционная (*б*) топки

Однако при сжигании мелкого топлива во взвешенном состоянии следует иметь в виду, что интенсивность массо- и теплообмена между газовой средой и поверхностью частиц определяет

ся не абсолютной скоростью их движения, а скоростью движения частиц относительно газовой среды, которая при равномерном движении не может превышать скорость витания частиц среды в газовом объеме.

Достоинства технологии циркулирующего слоя:

- возможность сжигания низкокачественных топлив;
- температура в топке с кипящим слоем сравнительно низкая, (около 850°C), вследствие чего отсутствует опасность плавления золы и шлакования топки, а также снижаются выбросы оксида азота;
- для обеспечения качественного горения в топку с кипящим слоем добавляют инертный материал (90–98%), как правило кварцевый песок или доломит. В отличие от топок с плотным слоем, топки с кипящим слоем и инертным материалом могут эффективно работать в очень широком диапазоне нагрузок и даже временно без подачи топлива;
- высокая интенсивность теплообмена и эффективность смешения материала в слое создают благоприятные условия для полного сгорания топлива с низким коэффициентом избытка воздуха (от 1,1 до 1,2 в установках с циркулирующим слоем и от 1,3 до 1,4 в установках с пузырьковым слоем).

Недостатки топок с циркулирующим слоем:

- большие размеры топок и, соответственно, более высокая стоимость;
- унос большего количества пыли с топочным газом;
- эрозия поверхностей нагрева запыленным потоком;
- повышенный расход электроэнергии на привод высоконапорных вентиляторов;
- незначительные относительные скорости частиц топлива;
- необходимость использования мелких частиц топлива (диаметром от 0,1 до 40 мкм), что значительно увеличивает затраты на предварительную обработку топлива.

Вихревое сжигание (рис. 2.11) – это сжигание, при котором внутри топки создается устойчивое вихревое вращательное движение газовой смеси и частиц топлива, которые двигаются по круговым или петлевым траекториям, находясь во взвешенном состоянии и сгорая при движении в газовом объеме.

При вихревом процессе сжигания у частиц топлива помимо поступательного движения присутствует еще и поперечное (обусловленное центробежными силами), и вращательное движение.

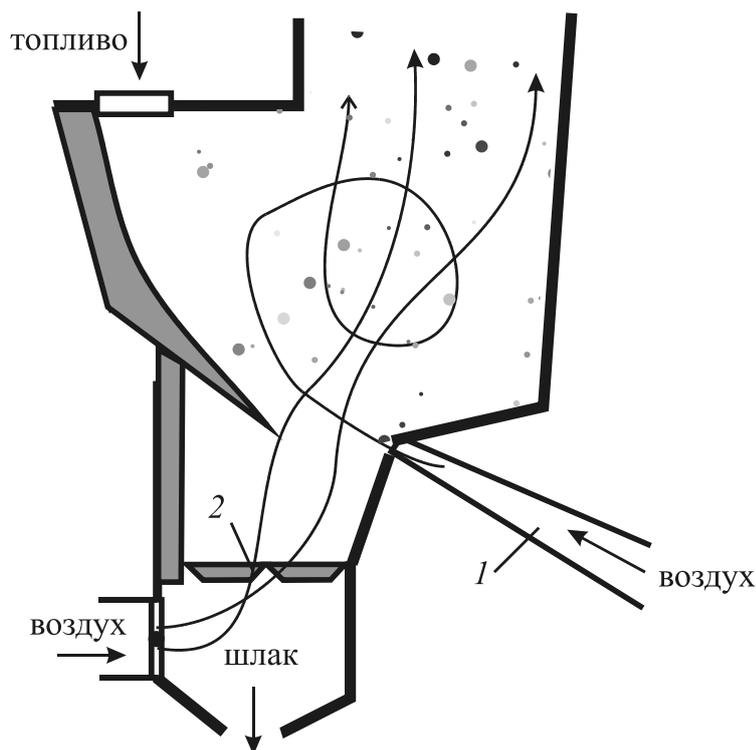


Рис. 2.11. Вихревая топка:
1 – сопла; 2 – дожигательная решетка

Вихревая топка применяется для сжигания древесных опилок и натурального фрезерного торфа. Вихревое движение потока создается воздушными струями, выходящими из сопел 1. Большая скорость движения частиц и их развитая поверхность создают условия для ускоренного протекания процессов нагревания, подсушки, возгонки летучих и сгорания частиц, витающих в топочном пространстве. Дожигание крупных частиц топлива происходит на дожигательной решетке 2. В сопла подается 80–85% воздуха с давлением 1–1,4 кПа и скоростью 60–80 м/с. Под дожигательную решетку поступает 15–20% воздуха. Коэффициент избытка воздуха в конце топки 1,2–1,3.

Основные недостатки вихревых топок – большие габариты, шлакование стенок топочной камеры.

2.4. Камерные топки

Камерные топки отличаются тем, что в топку подается топливно-воздушная смесь, подготавливаемая предварительно в специальном устройстве – горелке. Практически в факеле можно

сжигать только глубоко переработанное твердое топливо в виде пыли. Камерные топки делятся на факельные и циклонные.

Факельный процесс (рис. 2.12, *а*) сжигания твердого топлива состоит в том, что пылевоздушная смесь подается через горелку в топочное пространство и сгорает во взвешенном состоянии, образуя факел. Для обеспечения устойчивости горящего факела частицы топлива должны предварительно измельчаться до таких размеров, чтобы полностью сгореть в короткое время пребывания их в объеме факела.

Особенностью факельного процесса является весьма незначительный запас топлива в топочной камере, отчего процесс горения малоустойчив и весьма чувствителен к изменению режима. Регулировать мощность топki можно лишь одновременным изменением количества подаваемого в топку топлива и воздуха. Кроме того, факельный способ требует соблюдения мер взрывобезопасности.

Циклонный процесс (рис. 2.12, *б*) сжигания твердого топлива по своему принципу совмещает вихревой и факельный процессы и отличается тем, что подвод пылевоздушной смеси осуществляется по касательной к цилиндрической поверхности внутреннего объема топki с помощью специальной горелки (рис. 2.13).

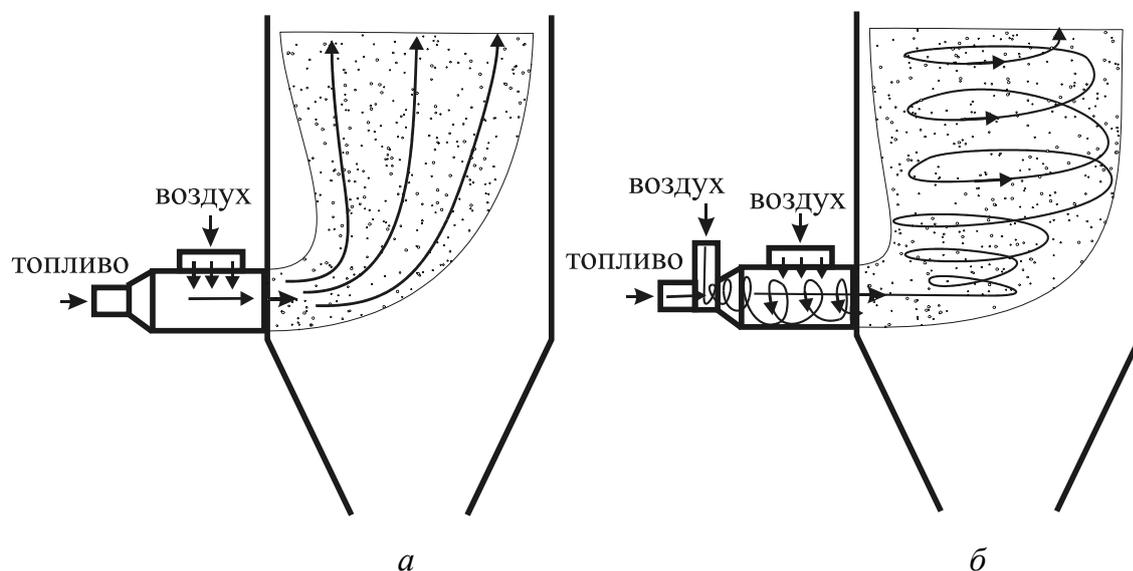


Рис. 2.12. Камерные топki с факельной (*а*) и циклонной (*б*) горелками

Для обеспечения качественной смеси воздух в горелку подается с очень большой скоростью 150–200 м/с, а топливо имеет мелкодисперсный состав до 400 мкм.

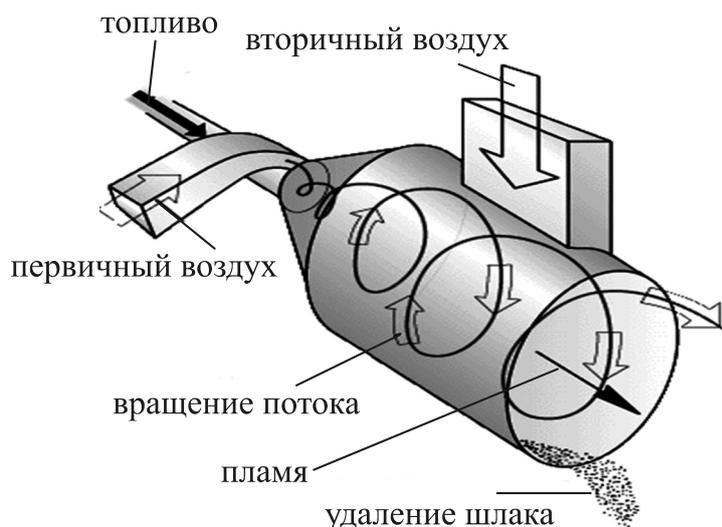


Рис. 2.13. Циклонная горелка

Недостатки камерных топок:

- очень незначительный запас топлива в топочной камере, отчего процесс горения малоустойчив и весьма чувствителен к изменению режима;
- требуется соблюдение мер взрывобезопасности;
- переработка топлива в пыль очень энергоемкий процесс.

2.5. Технология сжигания топлива

Процессы горения ископаемых видов топлива и горючих ВЭР существенно отличаются, т. к. ископаемые виды топлива имеют более качественный состав. При этом существует большое различие в технологии сжигания различных типов горючих ВЭР, главным образом, в зависимости от плотности, влажности и фракции топлива.

Для поддержания непрерывного процесса сжигания необходимо выполнение нескольких основных условий:

- должна быть обеспечена адекватная смесь топлива и окислителя (воздуха) в контролируемом соотношении;
- пламя в топке котла должно передавать часть своей теплоты поступающему топливу с целью обеспечения непрерывного процесса сжигания.

Важно понимать, что газы сгорают в виде пламени, которое нагревает твердые частицы, и что при сжигании топлива

приблизительно 80% энергии выделяется в виде газов, а оставшаяся часть – в виде древесного угля.

При смешивании топлива с воздухом важно достичь хорошего контакта между кислородом воздуха и горючими компонентами древесины. Чем лучше контакт, тем быстрее и более полно происходит сгорание. Если топливо находится в газообразной форме, как природный газ, смешивание является оптимальным. При этом мы имеем два газообразных вещества, которые могут быть смешаны точно в необходимом соотношении. Сжигание тогда происходит быстро, и управление процессом горения также является быстрым, так как мы можем вводить больше или меньше топлива. С целью достижения таких же условий для древесины необходимо распыление в виде очень мелких частиц (пыли). Эти частицы будут следовать за передвижением воздуха. Таким образом, можно достичь хорошего смешивания и сжигания, подобного сжиганию газа или мазута. Однако производство древесной пыли является очень дорогостоящим процессом, и поэтому котлы, сжигающие древесную пыль, используются в ограниченной степени. На практике размер используемого древесного топлива варьируется в диапазоне от щепы до бревен. По этой причине технология сжигания древесины и других твердых видов топлива является более сложной по сравнению с технологиями сжигания газа или мазута.

Фундаментальная разница между сжиганием биотоплива и ископаемого топлива заключается в температуре горения. Максимальная температура горения (жаропроизводительность) древесного топлива зависит от его влажности и зольности. Жаропроизводительность абсолютно сухой древесины составляет 2022°C, что всего на 5% ниже, чем жаропроизводительность мазута. При влажности древесины 70% жаропроизводительность древесины понижается более чем в 2 раза. Горение влажного древесного топлива (древесной щепы, опилок с 50% влажностью) происходит при температуре ниже 1100°C.

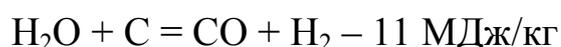
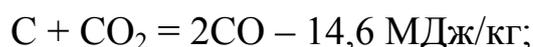
Температура горения имеет огромное значение для конструкции котла в целом. Если температура газов при горении высокая, тогда большая часть тепла, полученного в результате продуктов горения и перемещаемого в котел, будет доставляться посредством теплового излучения. Напротив, при низкой температуре газов передача теплоты основана на газовой конвекции. Котел, построен-

ный для жидкого топлива, имеет конструкцию, предназначенную в основном для восприятия теплового радиационного излучения. В котле для сжигания древесного топлива большая часть передачи теплоты основана на газовой конвекции. Из-за этого топки для сжигания древесного топлива имеют бóльшие габариты, чем топки для сжигания жидкого или газообразного топлива.

Если котел на жидком топливе или угле попытаться использовать для сжигания влажного древесного топлива, тепло дымовых газов не сможет передаваться в котел должным образом; газ сможет уйти из котла только при слишком высокой температуре. Это в огромной степени снижает эффективность работы котла, и, самое главное, газ может быть настолько жарким, что возникнет пожар в дымовой трубе. Однако температура горения гранул или брикетов (сухого прессованного биотоплива) часто так высока, что они могут использоваться в котлах, предназначенных для сжигания жидкого или газообразного топлива.

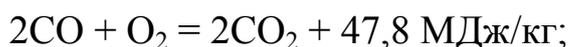
Необходимо отметить, что низкая температура горения (менее 1000°C) может являться положительным фактором, т. к. позволяет избежать проблемы ошлакования поверхностей теплообмена.

При сжигании сухого зольного топлива важной задачей является охлаждение золотниковой решетки для исключения ее зашлакования. Этого можно достичь, например, рециркуляцией газа (подачей части дымовых газов под колосниковую решетку). При этом наличие углекислого газа и водяного пара, содержащихся в дымовых газах, приведет к возникновению эндотермических реакций:



и к охлаждению слоя топлива и решетки.

Образовавшийся в результате реакций угарный газ и газообразный водород сгорят в топочном пространстве путем окисления кислородом, находящимся во вторичном воздухе:



Таким образом, затраченное в слое тепло на образование угарного газа и водорода высвобождается в топочном объеме.

2.5.1. Особенности сжигания древесного топлива

Ценность древесного топлива с экологической и технологической точки зрения состоит в малой зольности, отсутствии фосфора, незначительном содержании серы (за исключением хвойной коры) и большом содержании летучих веществ (до 85%).

Как известно, основной потерей теплоты в любом котлоагрегате является потеря тепловой энергии с уходящими газами, которая определяется температурой дымовых газов на выходе из котла. При сжигании топлив, содержащих серу, во избежание сернокислотной коррозии (сернистой кислотой H_2SO_3) хвостовых поверхностей нагрева температура дымовых газов поддерживается не ниже $200^{\circ}C$. При сжигании древесного топлива, не содержащего серу, температура уходящих дымовых газов может быть понижена до $110^{\circ}C$, что позволит существенно повысить КПД котлоагрегата.

Высокий выход летучих при сжигании древесного топлива позволяет иметь большую протяженность факела, в котором осуществляется сгорание выходящих из слоя горючих компонентов. Это создает условие для более равномерного распределения температур по высоте топочного пространства и, следовательно, для более эффективной работы радиационных поверхностей котлоагрегата.

Продукт коксования древесной биомассы – древесный уголь отличается высокой реакционной способностью по сравнению с ископаемыми углями. Высокая реакционная способность древесного угля обеспечивает возможность работы топочных устройств при низких значениях коэффициента избытка воздуха, что положительно влияет на эффективность работы котельных установок.

Недостаток древесного топлива – невысокая теплота сгорания, которая значительно снижается при увеличении влажности и зольности топлива. Влажность древесных отходов может изменяться в довольно широких пределах. В мебельном производстве и на деревообрабатывающих предприятиях этот показатель составляет 10–12%, на лесозаготовительных предприятиях – 45–55%, влажность коры доходит до 80%.

Энергетическое использование древесных отходов путем сжигания является одним из эффективных способов их утилизации на территории деревообрабатывающих предприятий. Однако отличительной особенностью древесной массы является способность

интенсивно поглощать влагу из внешней среды. При длительном хранении за счет атмосферных осадков и других факторов древесные отходы быстро увлажняются (причем влажность древесных отходов может превысить влажность свежесрубленной древесины более 50%), что снижает эффективность их сжигания.

Увеличение влажности топлива снижает теплоту его сгорания, повышая расход теплоты на испарение влаги, пары которой уносятся с продуктами сгорания через дымовые трубы. Потери теплоты при увлажнении топлива можно определить по формуле, кДж/кг:

$$Q = 0,042\Delta W(600 + 0,48t_{yx} - t_b),$$

где ΔW – изменение влажности топлива, %; t_{yx} – температура уходящих дымовых газов, °С; t_b – температура подаваемого на горение воздуха, °С.

Повышение влажности топлива на 10–15% приводит к снижению КПД котла на 0,5–0,6%.

Вследствие повышения влажности топлива снижается температура горения, что приводит к сокращению тепловосприятия радиационными и конвективными поверхностями нагрева и, как следствие, к повышению потерь теплоты с уходящими газами и перерасходу топлива.

Содержание внутренней золы в древесине не превышает 2%. Однако внешние минеральные включения у древесных отходов иногда достигают 20%. Наличие золы приводит к увеличению расхода топлива за счет затраты дополнительного потока теплоты на ее нагрев и плавление, а также к росту потерь от механического недожога топлива. Зола чистой древесины тугоплавка, и ее удаление из зоны горения не представляет трудностей. При сжигании древесных отходов с большими внешними минеральными включениями образуется спекшийся шлак, удаление которого затруднено. Образование шлака приводит к загрязнению поверхностей нагрева, ухудшению теплообмена и снижению КПД котла.

Следовательно, очень важным процессом при сжигании древесного топлива являются качественная подготовка и переработка исходного сырья, обеспечивающие низкую влажность и малое содержание внешних минеральных примесей в древесных отходах.

Проведем анализ положительных сторон и недостатков при использовании наиболее распространенных видов древесного топлива: коры, пней, корней, дров.

Кора хвойных пород древесины иногда используется в качестве топлива для получения тепловой энергии. К очевидным достоинствам коры как топлива относится ее доступность и дешевизна, т. к. она не является дефицитным материалом, используемым в каком-либо серьезном производстве.

При этом у коры есть и существенные недостатки. Во-первых, она обладает более низкой теплотой сгорания, чем другие виды древесного топлива. Во-вторых, у коры всегда большая влажность (до 80%). Кроме того, при падении ствола на землю практически невозможно избежать попадания в кору частиц песка и грунта. Следовательно, кора содержит песок и при сгорании возникают шлаки, которые приводят к износу утилизационного оборудования.

Утилизация **пней** и **корней** до настоящего времени не была целесообразной из-за высоких затрат, обусловленных наличием включений в виде земли и камней. Включения вызывают проблемы при сжигании, увеличивая зольность и риск шлакования и забивания колосников. Однако при продолжающемся повышении цен на топливо переработка пней и корней может стать экономически выгодной.

При сжигании **дров** нужно отметить, что древесина хвойных пород лучше подходит для сжигания. Проблема заключается в том, что древесина лиственных пород содержит больше тяжелых металлов и иных элементов, губительных как для самой установки, так и для окружающей среды. В отличие от хвойных, лиственные деревья в процессе роста впитывают все вещества, содержащиеся в почве, что и приводит к концентрации вредных элементов. Элементы, содержащиеся в древесине лиственных пород, также приводят к упоминавшейся проблеме ошлакования.

Важным недостатком свежей древесины является то, что она представляет собой материал, не прошедший «дезинфекцию» в процессе сушки. В этом материале споры функционируют, что может привести к следующим результатам:

- температура топлива возрастет и произойдет самовоспламенение;
- может возникнуть аллергическая реакция у обслуживающего котельные установки персонала.

2.5.2. Системы утилизации теплоты и возможности повышения КПД установки

В табл. 2.3 приведены возможные варианты повышения КПД установок, предназначенных для сжигания биомассы.

Таблица 2.3

Влияние различных мер на тепловой КПД установок, предназначенных для сжигания биомассы

| Меры | Потенциальное повышение теплового КПД |
|--|---------------------------------------|
| Подсушка со снижением влажности с 50 до 30% | 8,7% |
| Снижение содержания избытка воздуха в топочном газе на 1,0% | около 0,9% |
| Снижение содержания минеральных примесей при сжигании коры с 10,0 до 5,0% | 0,3% |
| Снижение температуры топочного газа на выходе из котла на 10°С | 0,8% |
| Конденсация топочного газа (по сравнению с установками для сжигания топлива обычного типа) | среднее 17%; максимальное 30% |

Подсушка биомассы обычно обеспечивает умеренное повышение КПД и снижение затрат. Вместе с тем этот метод позволяет предотвратить самовозгорание в кучах влажной коры, снизить потери сухого вещества, вызываемые процессами микробиологического разложения при хранении топлива, и уменьшить необходимый объем хранилища на установке. Предполагаемый процесс подсушки биомассы следует подвергнуть тщательному анализу с целью определения возможной экономической выгоды с учетом дополнительных инвестиционных и эксплуатационных затрат, включая затраты на электроэнергию, а также человеко- и машиночасы, необходимые для обслуживания процесса. В большинстве случаев подсушка биомассы является экономически оправданной только тогда, когда имеется дешевый или бесплатный подогретый воздух (примерами могут служить солнечные воздушные коллекторы и использование подогретого воздуха, получаемого из установок конденсации топочного газа). Анализ условий при открытом хранении показывает, что подсушивание куч биомассы в течение нескольких месяцев с использованием естественной конвекции в большинстве случаев является экономически невыгодным, так

как потери от биологического разложения (1–2% веса в месяц) превышают полученное повышение КПД.

2.5.3. Особенности сжигания газообразных и жидких промышленных отходов

Газообразные отходы химических производств, полученные в результате переработки углесодержащего сырья, обладающие определенным запасом химической энергии, могут быть использованы в качестве горючих ВЭР. Такие горючие ВЭР образуются в производствах аммиака, метанола, ацетилен, капролактама, каустической соды, желтого фосфора, карбида кальция.

В производствах аммиака выделяются танковые и продувочные газы, фракция СО, а также жидкие углеводороды, которые могут быть использованы в качестве топлива. В производствах метанола выделяются танковые и продувочные газы, в производствах ацетилен – сажевый шлам и высшие ацетиленовые гомологи, в производствах капролактама – продувочный газ и водород. Значительное количество водорода выделяется в производствах каустической соды. В производствах желтого фосфора и карбида кальция образуются горючие печные газы.

Основная сложность при использовании горючих ВЭР заключается в их сборе, транспортировке, иногда в необходимости создания и применения для их сжигания специальных горелочных устройств, совершенствовании существующих и разработке новых методов сжигания.

В ряде случаев промышленное сжигание горючих газообразных отходов в горелках обычного типа неэффективно или невозможно из-за содержания в газах 50% и более примесей (балласта) в виде азота, диоксида углерода, паров воды и т. д., а также вследствие колебаний состава и расхода газа в широких пределах. Все это приводит к низкой интенсивности процесса горения при использовании горелок обычного типа. Поэтому при сжигании отбросных газов с большим количеством примесей следует использовать специальные горелочные устройства, разработанные с соблюдением следующих условий:

- максимальное использование теплоты газов;
- рекуперативный подогрев газов;
- добавление в факел высококалорийного топлива для стабилизации горения;

- полное предварительное смешение газа с воздухом в интенсивном смесителе до начала горения;
- предельно возможное укорочение факела пламени.

Установка для сжигания сильно забалластированных газов представлена на рис. 2.14. Для выжигания используют циклонный предтопок, перед которым предварительно смешивают воздух и отбросные газы.

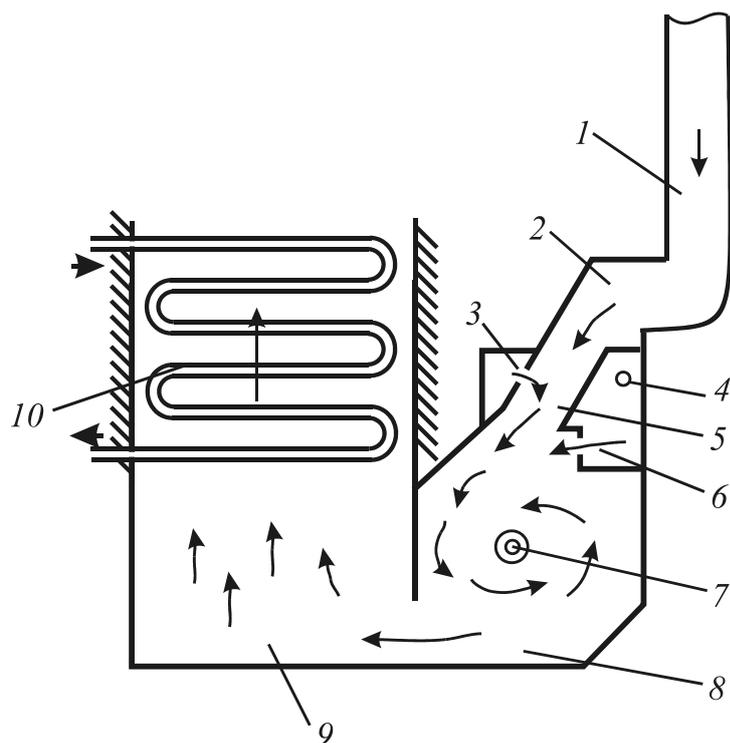


Рис. 2.14. Установка для сжигания сильно забалластированных газов, образующихся при выжигании сажи на катализаторах:

- 1 – труба; 2 – канал; 3, 6 – отверстия для воздуха;
 4 – кольцевой коллектор; 5 – смеситель; 7 – горелки;
 8 – камера сгорания; 9 – камера догорания; 10 – теплообменник

Отбросные газы поступают в камеру сгорания 8 по трубе 1 и каналу 2. Воздух нагнетается в эту камеру вентилятором. Из кольцевого коллектора 4 воздух поступает в смеситель 5 через отверстия 3 и непосредственно в камеру 8 через отверстия 6. Процесс горения локализуется в камере 8 и в камере догорания 9. Физическое тепло отбирается от продуктов сгорания в трубчатом теплообменнике 10, в котором можно осуществлять подогрев воды или других теплоносителей. Разогрев камеры сгорания

до температуры выше 940°C осуществляется путем сжигания вспомогательного топлива (высококалорийного газа или мазута) в горелках 7.

Массовая доля добавляемого природного газа x определяется, как правило, температурой устойчивого горения $t_r = 1150\text{--}1300^\circ\text{C}$:

$$x = \frac{h_{\text{ВЭР}} - Q_{\text{ВЭР}}^{\text{р}}}{Q_{\text{пр.г}}^{\text{р}} - h_{\text{пр.г}}}$$

где $h_{\text{ВЭР}}$ и $h_{\text{пр.г}}$ – энтальпия продуктов сгорания горючих ВЭР и природного газа; $Q_{\text{ВЭР}}^{\text{р}}$ и $Q_{\text{пр.г}}^{\text{р}}$ – рабочая теплота сгорания горючих ВЭР и природного газа.

В системах оборотного охлаждения промышленных агрегатов техническая вода отстаивается в баках-отстойниках от масел и окалины и направляется вновь в систему охлаждения. Отделенные в баках-отстойниках шламы имеют в различных отраслях промышленности разнообразный состав: $W^{\text{р}} = 80\text{--}85\%$, $A^{\text{р}} = 5\text{--}10\%$, $H^{\text{р}} = 1,0\text{--}1,5\%$, $C^{\text{р}} = 9\text{--}14\%$. Теплота сгорания такого шлама крайне низка и не может обеспечить устойчивого горения.

На рис. 2.15 представлена прогрессивная схема утилизации шламов. Шламы с фильтр-пресса 1 подаются во вращающуюся барабанную печь 2, высокая температура в которой поддерживается за счет сжигания природного газа в горелке 3, установленной на фронте печи.

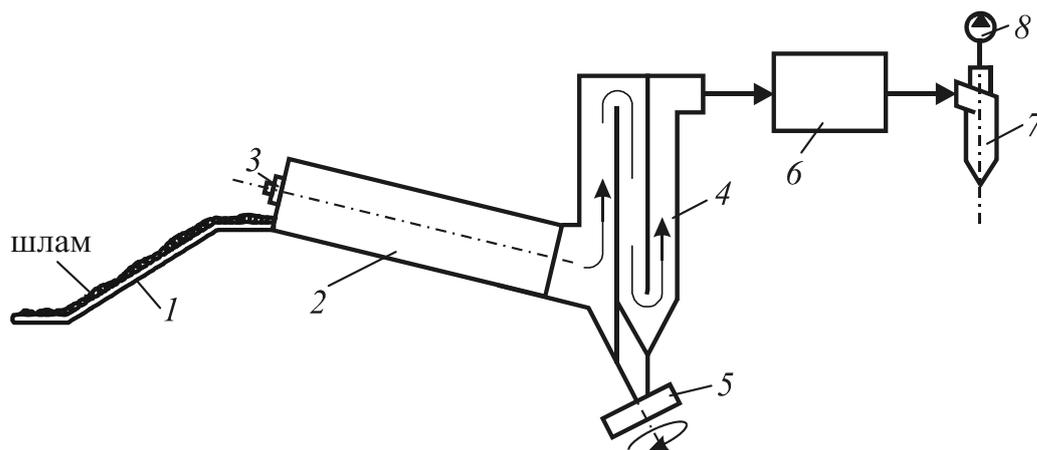


Рис. 2.15. Схема огневого обезвреживания шламов:

- 1 – фильтр-пресс; 2 – барабанная печь; 3 – горелка;
- 4 – инерционный пылеуловитель; 5 – тарельчатый гранулятор;
- 6 – котел-утилизатор; 7 – скруббер; 8 – дымосос

В печи выгорает масло и испаряется влага, окалина улавливается в инерционном пылеосадителе 4 и направляется на грануляцию в тарельчатом грануляторе 5. Продукты сгорания охлаждаются в котле-утилизаторе 6 и направляют для очистки от мелкодисперсных примесей в скруббер Вентури 7.

По данной схеме утилизации шламов кроме огневого обезвреживания дополнительно вырабатывается (в котле-утилизаторе) теплота и получают гранулы окислы, которые в дальнейшем отправляются на металлургические заводы.

На заводе обработки цветных металлов огневому обезвреживанию подвергаются шламы (рис. 2.16) с содержанием влаги $W^P \sim 50\%$. В циклонной топке 1 при температуре 1100–1200°C сжигают поверхностное масло (собранный с поверхности баков отстойников). Часть продуктов сгорания направляется во вращающуюся барабанную печь 2, в которую противотоком к продуктам сгорания подаются шламы. За счет контакта с раскаленными продуктами происходит испарение влаги и масла.

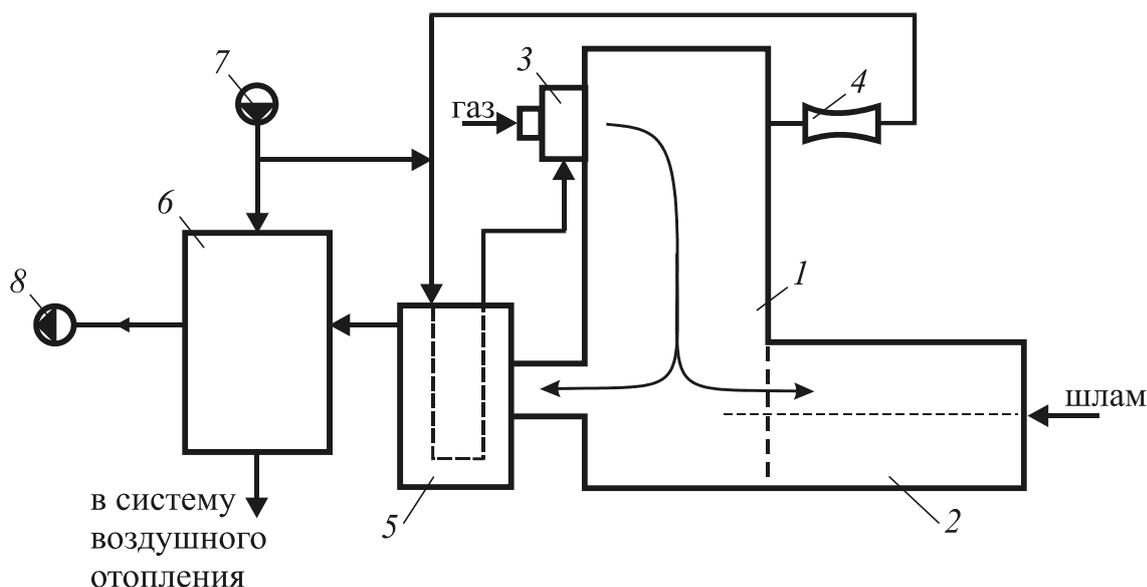


Рис. 2.16. Схема огневого обезвреживания шламов:
 1 – топка; 2 – барабанная печь; 3 – горелки для сжигания поверхностного масла; 4 – эжектор; 5 – радиационный воздухоподогреватель; 6 – рекуперативный воздухоподогреватель; 7 – вентилятор; 8 – дымосос

Пары масла, влаги и рециркулирующие продукты сгорания отсасываются воздушным эжектором 4 из барабанной печи

и подаются вместе с подогретым воздухом через горелку в циклонную топку. Другая часть продуктов сгорания последовательно поступает в радиационный 5, а затем в рекуперативный 6 воздухоподогреватели (ВЗП).

В радиационном ВЗП подогревают воздух, поступающий в горелки, в рекуперативном ВЗП подогревают воздух для системы воздушного отопления цеха. Требуемые температуры перед радиационным (700°C) и рекуперативным ВЗП (400°C) обеспечиваются за счет подмеса к продуктам сгорания холодного воздуха.

2.6. Неглубокая переработка твердых горючих вторичных энергетических ресурсов

При смешивании топлива с воздухом важно достичь хорошего контакта между кислородом воздуха и горючими компонентами вторичных энергетических ресурсов. Чем лучше контакт, тем быстрее и более полно происходит сгорание. Если топливо находится в газообразной форме, как природный газ, смешивание является оптимальным. При этом мы имеем два газообразных вещества, которые могут быть смешаны точно в необходимом соотношении. В этом случае сжигание происходит быстро и управление процессом горения является эффективным, так как мы можем вводить больше или меньше топлива. С целью достижения таких же условий для твердого топлива необходимо распыление в виде очень мелких частиц (пыли). Эти частицы будут следовать за передвижением воздуха. Таким образом, можно достичь хорошего смешивания и сжигания, подобного сжиганию газа или мазута. Однако производство топливной пыли является энергоемким и очень дорогостоящим, и поэтому котлы, сжигающие, например, древесную пыль, используются только в том случае, если древесная пыль получена в результате технологического процесса (например, при шлифовании древесных изделий). На практике размер используемого древесного топлива может варьироваться в диапазоне от щепы до бревен.

Весьма сложным является вопрос определения оптимальных размеров частиц, до которых надо измельчать топливо перед его сжиганием. Это обусловлено тем, что технология переработки топлива дорогостоящая и экономически целесообразна только для мощных котельных.

После простой переработки древесного сырья могут быть получены следующие виды топлива:

1) дрова – куски дерева размером от 0,1 до 1 м, полученные путем пиления лесного топлива;

2) топливная щепа – щепа размером до 5–100 мм, полученная путем измельчения лесного топлива;

3) топливные брикеты – изделия цилиндрической формы (диаметром 30–100 мм, длиной до 300 мм), спрессованные методом экструзии из предварительно высушенной и измельченной древесины;

4) топливные гранулы (пеллеты) – изделия цилиндрической формы (диаметром 6–12 мм, длиной до 20–50 мм), спрессованные методом экструзии из предварительно высушенной и измельченной древесины.

Физические характеристики отдельных видов топлива представлены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Физические характеристики отдельных видов топлива

| Древесный материал | Влажность, % | Теплота сгорания, МДж/кг | | Насыпная плотность, кг (вл. осн)/м ³ | Плотность энергии, кВт·ч/м ³ |
|---|--------------|--------------------------|--------|---|---|
| | | Высшая | Низшая | | |
| Гранулированная древесина | 10,0 | 19,8 | 16,6 | 600 | 2756 |
| Древесная щепа (твердая древесина, подсушенная) | 30,0 | 19,8 | 15,6 | 320 | 1094 |
| Древесная щепа (твердая древесина) | 50,0 | 19,8 | 7,9 | 450 | 1009 |
| Древесная щепа (мягкая древесина, подсушенная) | 30,0 | 19,8 | 15,6 | 250 | 855 |
| Древесная щепа (мягкая древесина) | 50,0 | 19,8 | 7,9 | 350 | 785 |
| Кора | 50,0 | 20,2 | 8,3 | 320 | 727 |
| Опилки | 50,0 | 19,8 | 7,9 | 240 | 538 |
| Солома озимой пшеницы | 15,0 | 18,7 | 14,4 | 120 | 482 |
| Трава | 18,0 | 18,4 | 13,7 | 200 | 750 |

Чем глубже переработано топливо, тем больше его низшая теплота сгорания и насыпная плотность. Следовательно при переработке топлива повышается эффективность котлоагрегата и снижаются затраты на транспортировку и хранение топлива.

2.7. Термохимические способы переработки топлива

2.7.1. Пиролиз (сухая перегонка)

Наиболее научно и технически разработанными способами энергетического использования древесного топлива являются его прямое сжигание в топках и пиролиз. Особо привлекателен второй метод, так как он является экологически чистым и с применением которого более полно используется энергетический потенциал твердых топлив.

Пиролиз – это процесс, при котором органическое сырье подвергают нагреву без доступа или недостаточном доступе кислорода для получения производных топлив (твердых, жидких и газообразных). Изначальным сырьем могут служить древесина, уголь, сланец, отходы сельскохозяйственной деятельности, бытовой мусор. Продуктами пиролиза являются газы, жидкий конденсат в виде смол и масел, твердые остатки в виде угля и золы.

Продукты пиролиза имеют следующие характеристики.

Твердый остаток (максимальная массовая доля 25–35%). Древесный уголь на 75–85% состоит из углерода, обладает теплотой сгорания около 30 МДж/кг.

Жидкости (конденсированные испарения, максимальная массовая доля около 30%). Делятся на вязкие фенольные смолы и текучие жидкости, пиролигеновые кислоты, в основном уксусную кислоту, метанол (максимум 2%) и ацетон. Смола – это смесь различных сложных веществ (углерод, водород, кислород и др.). Она способна гореть с выделением большого количества тепла. При нагревании смола испаряется, образуя газообразный продукт – пары смолы. Жидкости могут быть отсепарированы и использованы в химической промышленности либо могут использоваться вместе в качестве необработанного топлива с теплотой сгорания около 22 МДж/кг.

Газы (максимальная массовая доля, получаемая в газогенераторах, составляет примерно 80%). Смесь выделяющихся при пиролизе газов с азотом известна как древесный газ, синтетический газ или генераторный газ. Газы в основном состоят из N_2 (45–60%), H_2 (10–17%) и CO (14–30%) с малыми добавками CH_4 (1–4%) и CO_2

(6–12%), паров смолы, уксусной (древесной) кислоты (СНЗСООН), паров воды и пр. Из этих газов двуокись углерода (СО₂) – продукт полного сгорания углерода, не способный к дальнейшему горению, и поэтому является вредной примесью в газе пиролиза. Азот (N₂) – простое газообразное вещество, не способное сгорать, является балластом. Наибольшее количество газов дают древесина и торф. Теплота сгорания на воздухе составляет 5–10 МДж/кг (4–8 МДж/м³). Эти газы могут быть использованы непосредственно в дизелях или в карбюраторных двигателях с искровым зажиганием, при этом основная трудность – избежать попадания в цилиндры золы и конденсирующихся продуктов пиролиза.

Материальный баланс пиролиза топлива без доступа кислорода имеет следующий вид:

$$B = G_{\text{пара}} + G_{\text{г.г}} + G_{\text{тв.ост}},$$

где B – расход топлива, подвергаемый пиролизу, кг/с; $G_{\text{пара}}$ – выход пара в процессе пиролиза, кг/с; $G_{\text{г.г}}$ – выход генераторного газа, кг/с; $G_{\text{тв.ост}}$ – выход твердого остатка, кг/с.

В удельных величинах на единицу веса топлива материальный баланс примет вид

$$1 = g_{\text{пара}} + g_{\text{г.г}} + g_{\text{тв.ост}};$$

$$g_{\text{пара}} = W^p / 100, \quad g_{\text{г.г}} = g_{\text{г.г}}^0 \left(1 - \frac{W^p}{100} - \frac{A^p}{100} \right),$$

$$g_{\text{тв.ост}} = \left(1 - g_{\text{г.г}}^0 \right) \left(1 - \frac{W^p}{100} - \frac{A^p}{100} \right) + \frac{A^p}{100},$$

где W^p , A^p – рабочая влажность и зольность исходного топлива, %; $g_{\text{г.г}}^0 = (0,85 - \exp(1,2 - t_r / 143))$ – удельный выход генераторного газа для абсолютно сухого и беззольного топлива (зависимость Леонтьева); t_r – температура пиролиза, °С.

Уравнение теплового баланса пиролиза топлива без доступа кислорода имеет вид

$$Q_{\text{н}}^p + Q_{\text{пир}} = g_{\text{г.г}} Q_{\text{н}}^{\text{г.г}} + Q_{\text{ф.т}}^{\text{г.г}} + g_{\text{тв.ост}} Q_{\text{н}}^{\text{тв.ост}} + Q_{\text{ф.т}}^{\text{тв.ост}},$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая рабочая теплота сгорания топлива, кДж/кг; $Q_{\text{пир}}$ – теплота, которую необходимо подвести к топливу для осуществления пиролиза, кДж/кг; $Q_{\text{н}}^{\text{г.г}}$, $Q_{\text{н}}^{\text{тв.ост}}$ – теплота сгорания генераторного газа и твердого остатка, кДж/кг; $Q_{\text{ф.г}}$, $Q_{\text{ф.г}}^{\text{тв.ост}}$ – физическая теплота генераторного газа и твердого остатка, полученная в процессе пиролиза, кВт.

Физическую теплоту генераторного газа и твердого остатка можно определить по формулам:

$$Q_{\text{ф.г}}^{\text{г.г}} = c_{\text{г}} g_{\text{г.г}} (t_{\text{г}} - t_0) + c_{\text{пара}} g_{\text{пара}} (t_{\text{г}} - t_0) + r g_{\text{пара}} ;$$

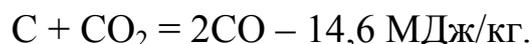
$$Q_{\text{т}}^{\text{тв.ост}} = c_{\text{тв}} g_{\text{тв.ост}} (t_{\text{г}} - t_0),$$

где $c_{\text{г}}$, $c_{\text{пара}}$, $c_{\text{тв}}$ – средняя теплоемкость генераторного газа, пара и твердого остатка, кДж/(кг·°С); r – теплота парообразования воды, кДж/кг; t_0 – начальная температура топлива, °С.

Газификация – это пиролиз, проведенный с целью максимального получения производного газообразного топлива. Устройства для частичного сжигания биомассы, проектируемые на получение максимального выхода горючих газов, называются газогенераторами.

Для осуществления процесса газификации древесины необходимо поддерживать равновесную температуру порядка 900°С, а для получения угля в результате пиролиза – температуру 600–700°С.

При температуре выше 900°С происходит газификация угля совместно водяным паром и углекислым газом:



Преимущества газификации топлива:

1) при сжигании топлива с высоким содержанием влаги возможно получить высокие температуры, тогда как при сжигании газа, полученного из этого же топлива, такие температуры достижимы (из газа можно удалить содержащуюся в нем влагу, которая является балластом, и газ нетрудно подогреть перед сжиганием);

2) при сжигании газа требуется меньшее количество избыточного воздуха ($\alpha = 1,02-1,05$), чем для кускового топлива ($\alpha = 1,2-1,3$), благодаря чему увеличивается температура горения и, как

следствие повышается эффективность изъятия энергии, содержащейся в топливе;

3) легче автоматизировать процессы сжигания топлива;

4) в процессе пиролиза при температуре ниже 1000°C не осуществляется плавление золы, а следовательно, не происходит шлакование газогенератора.

Перечисленные качества способствовали широкому применению генераторного газа при получении тепловой энергии в 20–60-х годах XX века – до начала масштабной разработки месторождений нефти и природного газа. Определенную проблему для производства электроэнергии с использованием газификации представляла и представляет низкая теплотворная способность генераторного газа по сравнению с жидкими топливами и природным газом. Эта проблема требует применения особого оборудования – газовых двигателей и турбин, специально сконструированных или переделанных для работы на низкокалорийном топливе. Схема установки для осуществления пиролиза приведена на рис. 2.17.

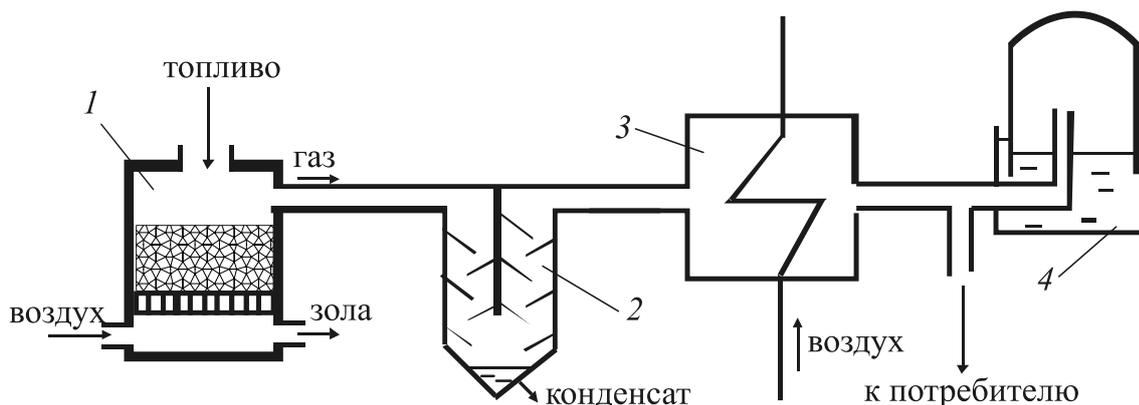


Рис. 2.17. Установка для осуществления пиролиза:

1 – газогенератор; 2 – конденсатоотводчик;

3 – теплообменник; 4 – газгольдер

Топливо поступает в газогенератор 1, выработанный газ подается в конденсатоотводчик 2, где от газа отделяется влага. Затем газ поступает в теплообменник 3, где утилизируется остаточное тепло газа для собственных нужд установки (например, для предварительной сушки топлива). Охлажденный газ подается либо потребителю, либо в емкость для хранения газа под давлением – газгольдер 4. Наиболее предпочтительными считаются вертикальные устройства, загружаемые сверху.

2.7.2. Слоевая газификация топлива

Существуют различные схемы газогенераторных процессов. К более простым относятся слоевые. Слоевая газификация может происходить при встречной подаче воздуха и топлива – прямой процесс (рис. 2.18, *а*), попутной подаче топлива и воздуха сверху – обращенный процесс (рис. 2.18, *б*).

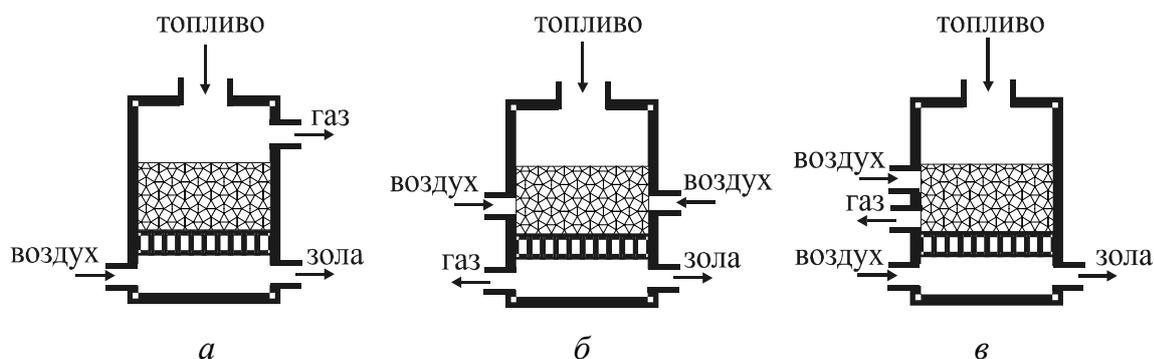


Рис. 2.18. Слоевые схемы процессов газификации:
а – прямой; *б* – обращенный; *в* – смешанный

В прямом процессе воздух подается в нижнюю часть газогенератора, где достигается максимальная температура горения и наилучшие условия для полного выгорания углерода топлива, что снижает недожог до 1–2% от исходного количества углерода. Топочные газы проходят слой топлива снизу вверх, охлаждаются и обогащаются летучими смолистыми фракциями и водой. Наличие водяных паров в генераторном газе приводит к снижению его теплоты сгорания. При остывании генераторного газа, обогащенного смолистыми фракциями, происходит забивка газовых магистралей.

В обращенной схеме газификации зоны сухой перегонки и сушки располагаются выше зоны горения так же, как и в прямом процессе, но летучие, смолистые фракции и влага проходят эту зону, и на выходном ее участке смолистые фракции сгорают, что обеспечивает наилучшие условия для реакций восстановления. При обратном процессе количество смолистых веществ и влаги в вырабатываемом газогенераторном газе минимально (табл. 2.5). Однако газогенераторы такого типа требуют более точной регулировки параметров и менее устойчивы в работе, чем аппараты прямого процесса. В них наблюдается значительный недожог топлива, для уменьшения которого обычно организуют вторичное дутье в нижнюю часть активной зоны генератора.

Физические характеристики отдельных видов топлива

| Процесс | Температура газа на выходе, °С | Содержание смолы, г/м ³ | Теплота сгорания, МДж/м ³ |
|------------|--------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|
| Прямой | 80–240 | 30–80 | 3,5–6,5 |
| Обращенный | 250–300 | 0,3–5,0 | 3,5–5,0 |

Промежуточной между прямым и обратным процессами газификации можно считать двухзонную схему – поперечный процесс (рис. 3.6, в), разработанную для газификации многозольных топлив. Приведенные выше слоевые схемы являются наиболее простыми по своей технической реализации. Они находят применение в автономных системах теплоснабжения, в технологических установках и на электростанциях малой мощности.

Все они могут использоваться для сжигания одноразовой закладки топлива, второй и третий – для непрерывного сжигания топлива, когда добавка его не влияет существенно на процесс горения. Общим для них является то, что при изменении мощности горения за счет уменьшения подачи воздуха непропорционально падает КПД энергоустановки. То есть ограничены возможности регулирования ее теплопроизводительности без снижения КПД. Кроме того, для реакции горения требуется больше избыточного воздуха в 1,6–2,4 раза по сравнению с теоретически необходимым количеством. Через топливник проходит большое количество балластных газов. Это водяные пары и азот, кислород, не принявший участия в окислении, водяные пары от выпаривания воды, содержащейся в топливе. Все эти газы участия в горении не принимают, а только нагреваются за счет теплоты сгорания углерода и водорода.

В качестве топлива для газогенераторов может применяться древесная щепка, кусковой торф (объем кусков от 1 см³ до 200 см³), смесь кускового торфа с опилками или стружками. Топливом могут быть только опилки и стружка, но при этом мощность может снижаться на 20–40% из-за зависания топлива в бункере и неравномерности процесса газообразования. Хорошим топливом для газогенераторов являются отходы гидролизной переработки – лигнин. При этом газогенераторы не требовательны. Они могут работать на измельченной древесине любых пород и любого качества (с корой, хвоей, подгнившей древесиной и т. п.) с влажностью до 50%.

Чтобы процесс пиролиза шел успешно, должны соблюдаться определенные условия. Подаваемый материал предварительно сортируют для снижения негорючих примесей, подсушивают и измельчают. Критическим параметром, влияющим на температуру и на соотношение видов получаемых продуктов, является соотношение воздух – горючее (обычно воздуха подают около 30% от необходимого для полного сжигания топлива).

Проще всего управлять блоком, работающим при температуре ниже 600°C. При этом можно выделить четыре стадии газификации топлива:

1) 100–120°C – подаваемый в газогенератор материал, опускаясь вниз, освобождается от влаги;

2) 275°C – отходящие газы состоят в основном из N₂, CO и CO₂; извлекаются уксусная кислота и метанол CH₃OH;

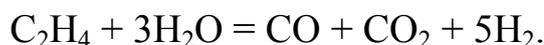
3) 280–350°C – начинаются экзотермические реакции, в процессе которых выделяется сложная смесь летучих химических веществ (кетоны, альдегиды, фенолы, эфиры);

4) свыше 350°C – выделяются все типы летучих соединений, происходит образование CO и увеличение образования H₂, часть углерода сохраняется в форме древесного угля, смешанного с зольными остатками.

Горючие продукты подвергаются термическому разложению (пиролизу):



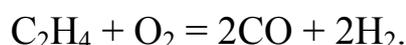
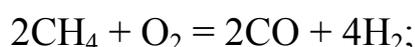
конверсии:



Термический пиролиз и конверсия идут с поглощением тепла. С поглощением теплоты происходят и вторичные реакции:



Для поддержания теплового баланса и ускорения приведенных выше реакций в газогенераторе поддерживается рабочая температура за счет подачи кислорода:



Разные топлива, получаемые в результате пиролиза (пары, газы и твердый, богатый углеродом кокс (древесный уголь)), обладают меньшей по сравнению с исходной биомассой суммарной энергией сгорания, но отличаются большей универсальностью применения.

Основные параметры слоевых газогенераторов:

1) диаметр камеры газогенератора, м:

$$D_k = \sqrt{\frac{B}{q}},$$

где q – напряженность горения, кг/(м²·с);

2) высота активной зоны, м:

$$H = \frac{v_k Q_H^p B}{D_k^2},$$

где v_k – удельный объем камеры газификации, м³/МВт.

Материальный баланс полной газификации топлива с недостатком воздуха ($\alpha < 1$) имеет следующий вид:

$$B + \alpha G_b^0 = G_{г.г} + G_{зола};$$

$$1 + \alpha m_b^0 = g_{г.г} + A^p / 100,$$

где m_b^0 – теоретическое необходимое количество воздуха на 1 кг топлива для полного его сгорания, кг/кг.

Энергетический баланс полной газификации топлива имеет вид

$$Q_H^p + Q_{ф.г}^{возд} = g_{г.г} Q_H^{г.г} + Q_{ф.г}^{г.г} + Q_{ф.г}^{зола},$$

где $Q_{ф.г}^{возд} = c_{возд} \alpha m_b^0 (t_{возд} - t_0)$ – физическая теплота подаваемого на горение воздуха, кВт; $Q_{ф.г}^{г.г} = c_{г} g_{г.г} (t_{г} - t_0)$, $Q_{ф.г}^{зола} = c_{зола} (t_{г} - t_0) A^p / 100$ – физическая теплота генераторного газа и золы, полученных в процессе газификации, кВт.

Энергетическая эффективность газификации определяется тепловым КПД:

$$\eta_T = (g_{г.г} Q_H^{г.г} + Q_T^{г.г}) / Q_H^p,$$

а качество проведенной газификации определяется химическим КПД:

$$\eta_{хим} = g_{г.г} Q_H^{г.г} / Q_H^p.$$

При температуре газификации древесного топлива $t_r = 900^\circ\text{C}$ минимально необходимое значение коэффициента недостатка воздуха определяется по формуле

$$\alpha_{\text{газ}} = 0,196 \frac{1 + 0,84\varphi}{1 - 0,92\varphi},$$

где $\varphi = W^p / 100$ – относительная влажность топлива.

Содержание азота в генераторном газе, %:

$$N_r = (\alpha m_B^0 \cdot 0,77 + N_T^p / 100) / g_{r,r} \frac{\rho_{r,r}}{\rho_N} \cdot 100,$$

где N_T^p – содержание азота в топливе, %; $\rho_{r,r}$ – плотность генераторного газа, $\text{кг}/\text{м}^3$; ρ_N – плотность генераторного азота, $\text{кг}/\text{м}^3$.

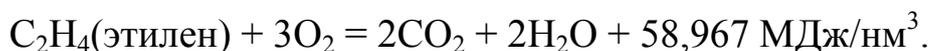
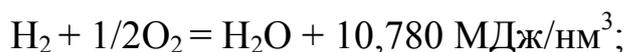
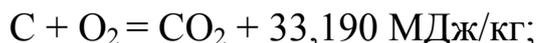
Низшая теплота сгорания генераторного газа, $\text{МДж}/\text{м}^3$,

$$Q_H^{r,r} = 0,127\text{CO} + 0,108\text{H}_2 + 0,358\text{CH}_4.$$

Основным фактором, который определяет результаты термического разложения топлива, является температура. С ее увеличением возрастает выход горючего газа. В этом случае одновременно с уменьшением выхода полукокса снижается выход смолы и пирогенетической воды. При постоянной температуре повышение давления в газогенераторе увеличивает время пребывания газов в аппаратуре, что способствует интенсификации вторичных реакций в парогазовой фазе и увеличивает коэффициент перехода теплоты топлива в газ.

В табл. 2.6 представлен примерный состав газов газификации воздухом для различных видов исходного сырья. Генераторный газ можно накапливать в газгольдерах при давлении, близком к атмосферному.

Полученные в результате пиролиза продукты (пары смолы, уксусную кислоту, водород, углекислый газ, кокс и др.) можно сжигать. Процессы горения могут быть выражены с помощью химических уравнений, показывающих, в каких соотношениях и как взаимодействуют отдельные вещества.



**Состав газов газификации воздухом для различных видов
исходного сырья, об. %**

| Исходное сырье | CO | H ₂ | CO ₂ | O ₂ | N ₂ |
|----------------|------|----------------|-----------------|----------------|----------------|
| Древесная щепа | 28,1 | 15,4 | 6,8 | 0,5 | 46,3 |
| Солома | 15,4 | 14,8 | 13,2 | 0,2 | 53,0 |
| Бурый уголь | 25,5 | 14,0 | 6,2 | 0,2 | 51,7 |
| Сланцы | 18,2 | 12,1 | 7,7 | 0,3 | 61,7 |
| Торф | 25,1 | 14,0 | 6,2 | 0,2 | 52,1 |

2.7.3. Газификация в кипящем слое

Наряду с описанными выше схемами слоевой газификации твердого топлива все шире используется процесс газификации в кипящем слое (рис. 2.19). Принцип его заключается в том, что при определенной скорости дутья, подаваемого под слой топлива с заданным размером частиц, лежащего на решетке, этот слой приходит в движение, напоминающее кипение жидкости.

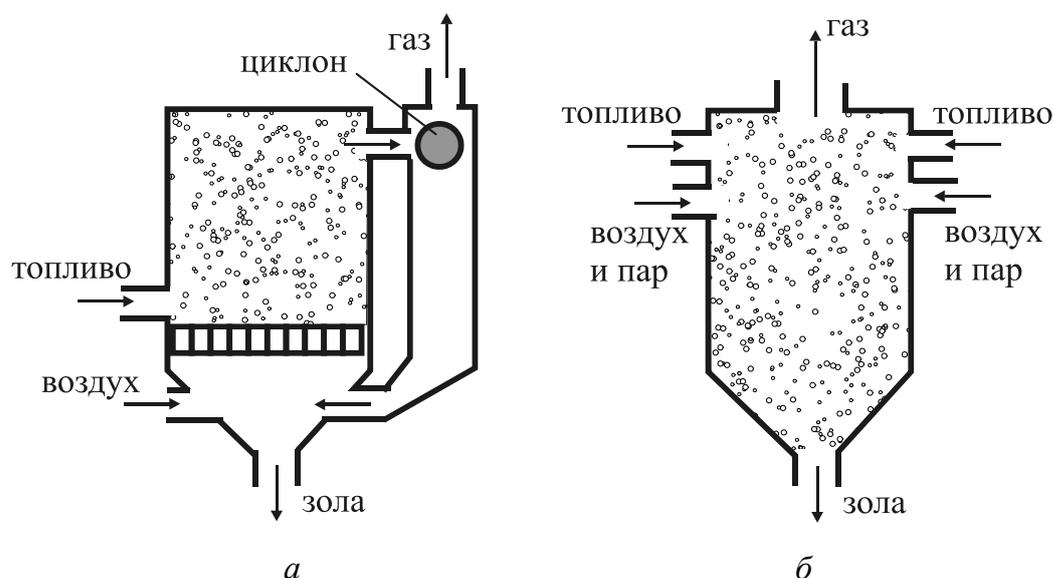


Рис. 2.19. Процесс газификации в кипящем слое;
а – с циркуляцией; б – в потоке теплоносителя

Схема газогенераторной установки с циркулирующим кипящим слоем показана на рис. 2.19, а. Частицы топлива в газификаторе находятся во взвешенном состоянии, витая в восходящем потоке газа. Это происходит, если сила лобового давления газа на частицу равна силе ее тяжести. Вследствие интенсивного

перемешивания частиц топлива с раскаленным углем и воздухом в газогенераторе данного типа нет деления на зоны, присущего слоевым газогенераторам. Во всем объеме топлива поддерживается одинаковая температура, равная 900–1000°C. При газификации в кипящем слое протекают практически те же химические реакции, что и при газификации в неподвижном слое, но со значительно большей интенсивностью.

Еще одна перспективная схема газификации – газификация пылевидного топлива в потоке теплоносителя, например, пара (рис. 2.19, б). Данный метод позволяет сочетать высокую интенсивность процесса с широкими пределами регулирования производительности газификатора. Высокая интенсивность обусловлена увеличением реакционной поверхности, применением высоких температур и гидродинамических факторов. В этом процессе в качестве теплоносителя могут использоваться практически любые виды твердых тел, а также жидкие продукты и суспензии.

К недостаткам данного способа можно отнести: неполное выгорание пыли и высокое содержание летучей золы в генерируемом газе, дороговизну подготовки твердого топлива, трудности с размещением подающего устройства (распылителя) для топлива внутри реактора. Тем не менее данный метод считается передовым направлением в газификации топлива.

Перспективность внедрения электростанций и теплофикационных установок на базе газогенераторов, работающих на местном топливе, заставляет активно заниматься созданием собственных газогенераторных установок в Беларуси. Широкое распространение в республике получили газогенераторы типа Пинча, которые перерабатывают в газ мелкозернистое твердое топливо в тонком слое. Характерной особенностью генераторов Пинча является то, что полученный горючий газ не охлаждается, а поступает в жаровую трубу, сохраняя при этом физическое тепло и образуя факел горения с температурой 1000–1300°C, который контактирует с котлом или воздушным теплообменником, что позволяет проводить процесс с минимальной потерей тепла. Общий суммарный коэффициент избытка воздуха составляет 1,4–1,6, КПД газогенератора без котла 90–93%. Недостатками указанных установок являются высокие требования к качественным показателям твердого топлива. Газогенераторы данного типа устойчиво работают только на сухом топливе (влажностью не более 35%)

с размером частиц до 70 мм. При использовании в качестве топлива мелких древесных отходов (опилки, стружки и др.) часто происходит нарушение технологического процесса вследствие зависания топлива.

2.7.4. Уравнение теплового баланса газификации топлива

Для случая горения с недостатком воздуха ($\alpha < 1$) расчет температур значительно усложняется, так как выделяющаяся при горении теплота расходуется не только на нагрев дымовых газов, образующихся при горении части топлива, но и на различные процессы, сопутствующие термохимическому разложению оставшейся от горения части древесного топлива.

$$Q_T = Q_{д.г} + Q_H + Q_{пир} + Q_{газ} + Q_{хим}$$

где Q_T – мощность тепловыделения при сгорании части подаваемого в аппарат топлива, Дж/кг; $Q_{д.г}$ – теплота, идущая на нагревание дымовых газов, Дж/кг; Q_H – теплота, идущая на нагревание несгоревшей части топлива, сушки этого топлива до нулевой влажности, нагревание абсолютно сухого топлива до температуры его термического разложения (200°C) и нагревание образующегося водяного пара до температуры газификации угольного остатка, Дж/кг; $Q_{пир}$ – теплота, идущая на нагревание летучих и полукокса (твердого остатка) при термическом разложении абсолютно сухой древесины до температуры газификации, Дж/кг; $Q_{газ}$ – теплота, идущая на нагревание генераторных газов, образующихся при газификации угольного остатка, Дж/кг; $Q_{хим}$ – теплота химических реакций термического разложения абсолютно сухой древесины и газификации угольного остатка, Дж/кг.

При температуре газификации древесного топлива $t = 900^\circ\text{C}$ минимально необходимое значение коэффициента недостатка воздуха определяется по формуле

$$\alpha_{газ} \geq 0,196 \frac{1 + 0,84\varphi}{1 - 0,92\varphi}.$$

Если задачей термохимической переработки древесины является получение древесного угля, то процесс эндотермической газификации угольного остатка должен быть исключен, т. е. доля

сжигаемой части топлива должна быть меньше рассчитанной по формуле.

Тогда коэффициент недостатка воздуха определяется следующим образом:

$$\alpha_{\text{уг}} \geq 0,12 \frac{1 + 2,1\varphi}{1 - 0,94\varphi}.$$

Предельные (минимальные и максимальные) значения коэффициента недостатка воздуха в зависимости от влажности исходного топлива приведены на рис. 2.20.

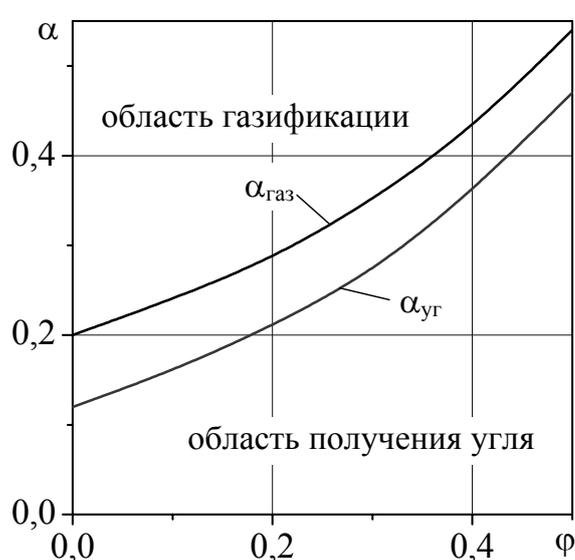


Рис. 2.20. Зависимость коэффициента недостатка воздуха от влажности исходного топлива

Разность $\Delta\alpha = (\alpha_{\text{газ}} - \alpha_{\text{уг}})$ характеризует количество древесины, которую необходимо дополнительно сжигать для осуществления газификации угольного остатка. Подавать воздух в количестве, существенно большем рассчитанного ($\alpha > \alpha_{\text{газ}}$), нецелесообразно, так как при этом будет изменяться состав газа и уменьшаться его теплота сгорания.

При $\alpha = \alpha_{\text{уг}}$ осуществляется минимальный выход древесного угля, равный 15% от величины несгоревшей части абсолютно сухой древесины. При этом в состав такого угля будет входить только чистый углерод. При $\alpha < \alpha_{\text{уг}}$ масса угля больше 15%, однако в состав угля будут входить и неразложившиеся смолистые соединения.

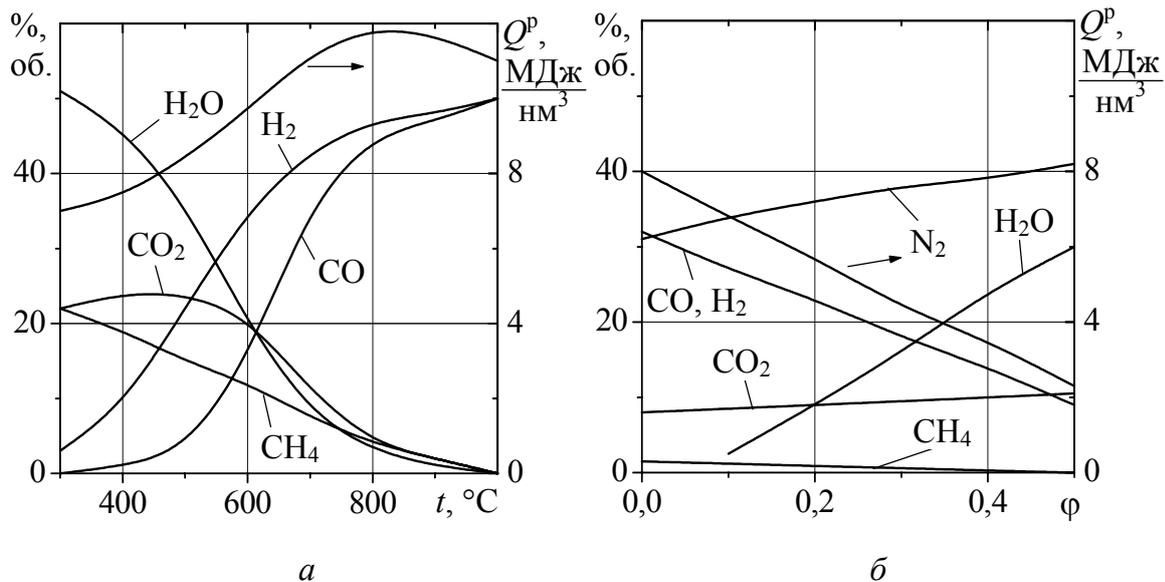


Рис. 2.21. Зависимости составляющих и теплоты сгорания газовых продуктов газификации древесного топлива от температуры газификации (а) и исходной влажности топлива (б)

Состав и теплота сгорания газовых продуктов газификации древесного топлива зависит, главным образом, от температуры газификации и исходной влажности топлива (рис. 2.21).

2.7.5. Газификация под давлением

Повышению эффективности процесса газификации могут способствовать технологии, основанные на применении парогазовых установок с внутрицикловой газификацией в кипящем слое под давлением. Применение высоких давлений при газификации топлива позволяет увеличить плотность парогазовой смеси, уменьшить скорость газового потока при одном и том же массовом расходе, увеличить время контакта газов с перерабатываемым топливом. Это ведет к уменьшению габаритов газогенератора и снижению капитальных вложений, позволяет снизить расход электроэнергии на собственные нужды.

С повышением давления в аппарате с кипящим слоем от p_0 до p линейная скорость газового потока W_j^p , необходимая для организации кипящего слоя, с той же степенью расширения будет уменьшаться обратно пропорционально корню квадратному из отношения давлений

$$v_j^p = v_j^{p_0} \sqrt{p / p_0},$$

где $v_i^{p_0}$ – скорость газового потока, соответствующая устойчивому состоянию кипящего слоя в расчете на крупные частицы, не уносимые из аппарата при давлении, близком к атмосферному.

С повышением давления в аппарате средний диаметр мелких частиц, уносимых из аппарата, должен уменьшаться обратно пропорционально корню четвертой степени из отношения давлений

$$d_p = \frac{d_0}{\sqrt[4]{p / p_0}},$$

где d_0 – предельный диаметр мелкой частицы, уносимой из верхней зоны кипящего слоя.

Повышение давления в газогенераторе с кипящим слоем увеличивает интенсивность процесса газификации пропорционально корню квадратному из отношения давлений

$$q_T^p = q_T^{p_0} \sqrt{p / p_0},$$

где q_T^p – интенсивность процесса газификации при повышенном давлении, кг/(м² ч); $q_T^{p_0}$ – то же при давлении, близком к атмосферному, кг/(м² ч).

Кроме того, при газификации одного и того же вида топлива в зависимости от способа его проведения, состава применяемого дутья, параметров технологического режима, а также конструкции газогенератора можно получить газ различной теплотворной способности. Так, при парокислородной газификации топлива под давлением получаемый газ содержит повышенное количество метана. С ростом давления количество связанного водорода в газе, образующегося за счет разложения водяного пара, увеличивается и превышает количество водорода, первоначально содержащегося в топливе.

Оптимальный состав дутья с учетом температурного режима, предотвращения шлакования подбирается опытным путем. Так, оптимальный состав дутья при газификации бурого угля составлял $H_2O / (\text{воздух}) = 0,16-0,18$ кг/м³ (норм.) при паровоздушном дутье и $H_2O / (O_2) = 4,3-4,5$ кг/м³ (норм.) – при парокислородном дутье. После отмывки генераторного газа от CO_2 теплота сгорания может составлять до 15,5–16,0 МДж/кг.

Процесс термического разложения сланцев зависит как от скорости собственно химического превращения, так и от условий тепло- и массообмена между газом и зернистой средой (топливом).

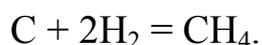
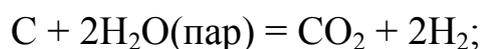
В результате увеличения давления в газогенераторе с кипящим слоем удастся сократить время прогрева частицы до температуры реакции и увеличить скорость химических реакций:

$$\tau_p \approx p^m \exp(-E / RT),$$

где τ_p – время реакции, с; p – давление, Па; E – энергия активации молекул вещества, Дж/моль; T – температура, К.

С ростом давления в кипящем слое для реакций с неизменным порядком выше нуля, протекающих в области кинетического режима, скорость реагирования дополнительно увеличивается за счет повышения массовой концентрации реагентов.

При газификации под давлением около 85% водорода, получаемого в результате разложения водяного пара, переходит в газ в виде свободного водорода и только 15% водорода взаимодействует с продуктами термического разложения и газификации топлива, в то время как в процессе газификации при нормальном давлении в свободный водород газа переходит не только весь водород разложившегося водяного пара, но и водород органической массы топлива.



2.7.6. Газификация топлива твердым высокотемпературным теплоносителем

В 1970–1990 годах энергетическим научно-исследовательским институтом им. Кржижановского (ЭНИИом) была создана и освоена в промышленном масштабе пиролитическая технология переработки горючих сланцев, позволившая рассматривать сланцы с $Q_n \geq 3,8$ МДж/кг как вполне приемлемый источник топлива для тепловых электростанций, причем КПД таких станций может превышать КПД ТЭС, работающих на качественных углях при тех же параметрах пара. Технология реализуется при близком к атмосферному давлении (максимальное избыточное давление в аппаратах 0,025–0,030 МПа).

Суть технологии состоит в том, что сырой сланец предварительно проходит грохочение и дробление в дробилке, после чего подается в сушилку для сушки горячим паром из котла-утилизатора (рис. 2.22).



Рис. 2.22. Технологическая схема установки термического разложения сланца

Раздробленный до определенного размера и высушенный сланец смешивается с высокотемпературным (800–850°C) теплоносителем, которым является собственная зола сланца, и подается во вращающийся реактор пиролиза. Здесь сланец нагревается при отсутствии кислорода до температуры 460–490°C, и из него выделяется парогазовая смесь, содержащая пары углеводородов, неконденсирующиеся газы (H_2 , CO , N_2 , H_2S , CH_4 и др.) и коксозольный остаток.

Парогазовые продукты термического разложения горючего сланца проходят через очистку от пыли в пылевой камере и отводятся в конденсационное устройство, где пары углеводородов конденсируются, образуя сланцевую смолу. Дизельная фракция сланцевой смолы пригодна для использования в качестве газотурбинного топлива, а остальная ее часть – в качестве котельного топлива. Неконденсирующийся полукоксовый газ пригоден в качестве газотурбинного либо котельного топлива. Коксовый остаток отводится из реактора пиролиза в аэрофонтанную топку, где его органические составляющие дожигаются в потоке воздуха. Выделившееся при

этом тепло используется для нагрева золы-теплоносителя и для производства пара в котле-утилизаторе. Пар расходуется на собственные технологические и другие нужды. Важным этапом переработки сланцев является утилизация теплоты отбираемой из топки золы, что позволяет повысить КПД процесса на 8–10%.

Эффективность переработки сланцев определяется степенью извлечения из горячего сланца химически связанной теплоты в органическом веществе. Важными показателями этой технологии являются доли потенциальной теплоты топлива: $q_{\text{пгс}}$ – переходящая в парогазовую смесь и $q_{\text{кз}}$ – остающаяся в коксозольном остатке. Чем больше $q_{\text{пгс}}$, тем больше высококалорийного топлива (смола + газ) можно получить из сланца:

$$q_{\text{пгс}} = 100\% - q_{\text{кз}} \quad q_{\text{пгс}} = 100 - q_{\text{кз}} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}}}{\sum Q_{\text{с}}},$$

где $\sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}}$ – теплота сгорания продуктов разложения (парогазовой смеси), Дж; n – число продуктов; $\sum Q_{\text{с}}$ – суммарная теплота сгорания горючего сланца, Дж.

Например, для белорусских сланцев $q_{\text{пгс}} = 70\%$, т. е. в парогазовую смесь переходит почти 70% потенциальной теплоты сланцев при наиболее благоприятной температуре пиролиза $t = 460\text{--}480^\circ\text{C}$.

Для ведения процесса термического разложения горючего сланца требуется дополнительная энергия (электрическая, механическая и др.). Кроме того, в установке избыточное тепло процесса используется для получения пара для собственных нужд в котле-утилизаторе. Тогда степень эффективности извлечения органического вещества из горючего сланца необходимо определять по энергетическому коэффициенту использования:

$$\eta_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{пр}} + \sum Q_{\text{э,п}}}{\sum Q_{\text{с}} + \sum Q_{\text{э,р}}},$$

где $\sum Q_{\text{э,п}}$ – общая теплота дополнительных энергетических продуктов (пара, воды, воздуха и т. д.), Дж; $\sum Q_{\text{э,р}}$ – энергия, потребляемая для термического разложения сланца, Дж.

Энергетический коэффициент использования составляет $\eta_3 = 56-84\%$.

Способность горючих сланцев при термическом нагреве выделять летучие вещества, представляющие смесь сложных кислородных соединений и углеводородов, обусловила использование этого полезного ископаемого для технологической переработки с целью получения ряда ценных продуктов:

1) горючих – автобензина, моторного керосина, дизельного топлива, топочного мазута, высококалорийного газа, топочного масла;

2) химических – шпалопропиточного масла, двухатомных фенолов, клеевых смол (фенолформальдегидных, эпоксидных, фенолоспиртовых), электродного кокса, кукурсол-лака, моющего средства типол и др.

Из газового бензина также можно получать бензол, толуол, сольвенты.

Энергетическим институтом им. Г. М. Кржижановского были проведены исследования технологической переработки белорусских сланцев. Получен следующий массовый выход продуктов термического разложения (температура в реакторе 480°C): смола – 7,4% (теплота сгорания 41,5 МДж/кг), газовый бензин – 0,2% (44,6 МДж/кг), полукоксовый газ – 3,3% (35,3 МДж/кг), вода пирогенетическая – 2,8%, полукокс – 86,3%.

Из прибалтийского сланца при газификации в кипящем слое на паровоздушном дутье получают отопительный газ с теплотворностью 4 МДж/м³ при КПД газификации 76% и энергетическом КПД 70%.

Энергетическим институтом им. Г. М. Кржижановского были проведены исследования технологической переработки торфа с влажностью 45%. Получен следующий массовый выход продуктов термического разложения (температура в реакторе $500-850^\circ\text{C}$): смола – 2,5–12% (теплота сгорания 36,4 МДж/кг), газовый бензин – 3–4% (44,6 МДж/кг), полукоксовый газ – 3,3% (16,8–23 МДж/кг), вода пирогенетическая – 2,8%, полукокс – 86,3% (29,8–34 МДж/кг).

Использование в котлоагрегатах котельного масла и газа вместо горючего сланца значительно уменьшает загрязнение воздушного бассейна по двум причинам.

1. При термическом разложении горючего сланца в атмосферу выбрасывается в 5–6 раз меньше газов, чем при сжигании натурального сланца.

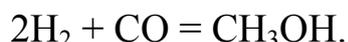
2. В дымовых газах технологической топки сернистый газ практически отсутствует. Объясняется это активным соединением окислов серы с известью при температуре 800°C. Таким образом, сера концентрируется в золе (до 90%), а в смоле и газе содержание ее составляет менее 10%.

2.7.7. Другие термохимические способы переработки топлива

Топливо может быть обработано химически для получения *синтетического жидкого топлива* – сложной смеси углеводородов, получаемой из сырья не нефтяного происхождения.

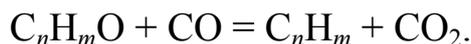
Принципиальное различие в химическом составе биомассы и нефти заключается в разном соотношении водород – углерод, которое составляет около 0,5–0,7 для биомассы и порядка 1,2 для нефти. Следовательно, для превращения биомассы в синтетическое жидкое топливо необходимо удалить из нее золу, превратить твердое органическое вещество в жидкое, обогатить его водородом и удалить из него кислород, азот и серу в виде H₂O, NH₃ и H₂S. Рассмотрим несколько наиболее важных примеров из большого числа возможных.

Получение метилового спирта. Метиловый спирт (метанол) – ядовитая жидкость, получаемая в процессе каталитической реакции между H₂ и CO при температуре 330°C и давлении 15 МПа:



Водород H₂ и угарный газ CO – компоненты синтетического газа, которые могут получаться при газификации биомассы. Метанол можно использовать в качестве заменителя бензина с теплотой сгорания 23 МДж/кг.

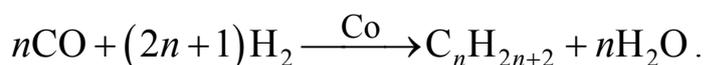
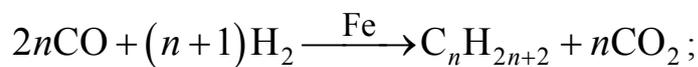
Обработка биомассы органическими растворителями при повышенных температурах и давлении. Древесину ожижают в среде монооксида углерода и водного раствора щелочи при высоком давлении:



Затем жидкие продукты подвергают облагораживанию с применением промышленных катализаторов гидроочистки нефтяного сырья.

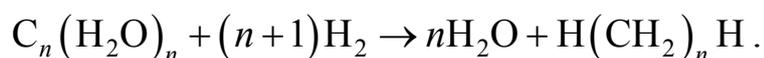
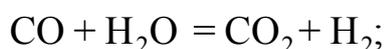
Преобразование генераторного газа в синтетическое жидкое топливо. В 1920-х годах Ф. Фишер и Г. Тропш впервые установили,

что из смеси CO и H₂ на металлических катализаторах (железо и кобальт) под давлением образуются углеводороды. На кобальтовом катализаторе реакция протекает с выделением воды, а на железном – диоксида углерода.



Гидрогенизация. Измельченную, разложившуюся или переваренную биомассу, например навоз, нагревают в атмосфере водорода до температуры около 600°C под давлением около 5 МПа. Получаемые при этом горючие газы, преимущественно метан CH₄ и этан C₂H₆, при сжигании дают около 6 МДж на 1 кг сухого сырья.

Гидрогенизация с применением CO и пара. Ведется аналогично предыдущему процессу, но нагревание производится в атмосфере CO и водяного пара при температуре 400°C и давлении 5 МПа. Из продуктов реакции извлекаются газ и синтетическая нефть, которые можно использовать как топливо. Соответствующие реакции идут в присутствии катализатора:



Последняя реакция описывает превращение углеводов в нефтеподобные углеводороды. Эффективность преобразования энергии в этом процессе составляет примерно 65%.

2.8. Термическая переработка твердых бытовых и промышленных отходов

2.8.1. Недостатки термической переработки твердых бытовых отходов

Все термические технологии утилизации твердых бытовых отходов (ТБО) обладают одними общими недостатками – повышенной экологической опасностью при сжигании и бункерном хранении,

образованием вторичных отходов. В результате термической переработки органической части отходов образуются диоксид углерода, пары воды, оксиды азота и серы, аэрозоль, оксид углерода, бензопирен и диоксины. Неудовлетворительная экологическая чистота связывается главным образом с отходами, содержащими хлорорганические вещества и выделяющие другие высокотоксичные органические соединения (фураны и диоксины). Выброс диоксинов происходит при протекании реакций с участием углерода, хлора и кислорода в присутствии катализаторов (например, меди). Диоксинообразующими компонентами твердых бытовых и промышленных отходов являются такие материалы, как картон, газеты, пластмассы, изделия из поливинилхлорида и т. п.

При технологии сжигания твердых бытовых и промышленных отходов при температуре менее 900°C остается 25–30% вторичных твердых отходов, зараженных высокотоксичными веществами и требующих, в свою очередь, обезвреживания или специального захоронения. Кроме этого, при сжигании отходов при указанной температуре и медленном нагреве идет интенсивное образование диоксинов и полиароматических углеводородов как в процессе сжигания отходов, так и в процессе охлаждения газов, при которых главную функцию синтеза и их транспортировки выполняют аэрозоли сажи. В результате этого происходит загрязнение окружающей среды на расстоянии до 30 км и, как правило (из зарубежной практики), заводы по переработке твердых бытовых и промышленных отходов закрываются (Нидерланды, Голландия, Польша и т. д.) или переводятся на дорогостоящую систему очистки газов.

Впервые о диоксинах заговорили в середине 1950-х годов в связи с таинственной болезнью «хлоракне», поражавшей работников некоторых химических предприятий. Но после того как американцы стали использовать во Вьетнаме так называемый «Agent Orange», не только уничтоживший растительность джунглей, но и поражавший людей и уродующий их потомство, на информацию о диоксинах был наложен гриф «Совершенно секретно». Оказалось, что не меньшую опасность, чем боевые отравляющие вещества и «Agent Orange», представляют газообразные продукты сгорания твердых бытовых отходов, т. е., попросту говоря, обычного бытового мусора.

Диоксины относятся к группе ксенобиотиков – веществ, совершенно чужеродных для всего живого. В медико-биологическом

плане диоксины опасны тем, что способны, подобно радиации, накапливаться в организме и приводить к повреждению печени, центральной нервной системы, снижению иммунной защиты и возникновению мутаций у потомства. Причем было установлено, что безопасных доз диоксинов вообще не существует: даже в ничтожно малых концентрациях они поражают все живые существа – от бактерий до теплокровных.

Одна лишь молекула любого из диоксинов способна нарушить деятельность клетки и вызвать затем цепь биохимических реакций, полностью нарушающих все функции организма. Так, диоксины влияют на рецепторы, ответственные за работу всех гормональных систем; с молоком матери они передаются младенцам, в результате чего те отстают в развитии, а впоследствии у них возникают заболевания, характерные только для стариков («синдром преждевременного старения»).

Одна из самых неприятных особенностей диоксинов заключается в том, что они чрезвычайно устойчивы и крайне неохотно разрушаются под действием обычных химических и биологических факторов и начинают разлагаться лишь при температуре выше 1200–1250°C.

Реально снижают содержание диоксинов в отходящих газах только угольные фильтры, на которых диоксины необратимо связываются, а также специальные каталитические дожигатели. Именно в силу трудностей нейтрализации диоксинов очистные сооружения современных заводов стоят очень дорого.

Однако опыт переработки твердых бытовых и промышленных отходов термическими методами позволил сделать вывод, что при сжигании отходов диоксины не образуются, если соблюдаются следующие условия:

- температура превышает 1250°C;
- процесс происходит в окислительной среде (при коэффициенте избытка воздуха более $\alpha > 1,1$);
- уничтожение отходов длится более двух секунд, причем температура практически мгновенно достигает рабочего значения.

2.8.2. Технологии термической утилизации отходов

Существует большое количество агрегатов для термической переработки отходов, однако на данный момент эти конструкции имеют ряд существенных недостатков:

- образование соединений группы диоксинов и других опасных веществ;
- дороговизна эксплуатации агрегата, т. е. не обеспечивается экономическая выгода;
- большие выбросы в атмосферу;
- неполное выгорание отходов и т. д.

Методы термической утилизации отходов можно разделить на группы: слоевое сжигание, сжигание в кипящем слое, сжигание в кипящем расплаве, газификация.

Слоеое сжигание. Метод слоевого сжигания ТБО наиболее распространен и изучен. При данном способе обезвреживания сжигаются все поступающие на завод ТБО без какой-либо предварительной подготовки или обработки. Однако сжигание ТБО происходит при сравнительно низких температурах – от 600 до 900°С. А именно при такой температуре наиболее интенсивно образуются ядовитые продукты, а то, что сгореть не может (силикаты, металлы), оказывается зараженным диоксинами. Поэтому все современные мусоросжигательные заводы оборудованы высокоэффективными устройствами для улавливания твердых и газообразных загрязняющих веществ, стоимость их достигает 30% капитальных затрат на строительство мусоросжигательного завода.

К недостаткам данной печи следует отнести:

- наличие движущихся элементов в зоне высоких температур;
- необходимость применения дорогостоящих жаростойких материалов для изготовления колосникового узла и скребков, подвергающихся воздействию высоких температур;
- необходимость частой замены скребков вследствие прогорания их в местах погружения в горячий слой и механической поломки.

Сжигание в кипящем слое. Сжигание в кипящем слое осуществляют за счет создания двухфазной псевдогомогенной системы «твердое – газ» путем превращения слоя отходов в «псевдожидкость» под действием динамического напора входящего потока газа, достаточного для поддержания твердых частиц во взвешенном состоянии.

К основным достоинствам метода относят:

- интенсивное перемешивание твердой фазы, приводящее к полному выравниванию температур, концентраций и других параметров по объему псевдожидкого слоя;
- высокая удельная производительность слоя; отсутствие движущихся и вращающихся частей;

- сравнительно простое устройство реактора;
- обеспечение наилучшего режима теплопередачи.

Наиболее существенные недостатки данного метода:

- неравномерность времени пребывания в слое обрабатываемых частиц твердой фазы;
- возможность слипания и спекания твердых частиц;
- необходимость установки мощных пылеулавливающих устройств;
- необходимость, как правило, подогрева оживающего агента;
- ограниченность рабочих скоростей оживающего агента.

Сжигание в расплаве (печь Ванюкова). Для термической переработки ТБО при температуре 1350–1400°С были предложены металлургические печи Ванюкова.

Сущность технологического процесса переработки ТБО в печи Ванюкова заключается в высокотемпературном разложении (плавке) компонентов рабочей массы в слое барботируемого шлакового расплава, находящейся в ванне печи, при температуре 1350–1400°С и выдерживании их в течение 2–3 с. Сбрасываемые в ванну ТБО погружаются в интенсивно перемешиваемый вспененный расплав. При этом происходит полный разрыв связей в структурной цепочке сложных органических соединений, что предотвращает появление диоксинов и фуранов, имеющих техногенную природу образования.

Недостатком печи является потеря металлов в шлаке. Высокая инерционность технологического процесса затрудняет поддержание заданной температуры без дополнительного расхода энергии. Запуск печи достаточно сложен и занимает 7–8 сут, тепловой КПД низок.

Газификация – способ переработки в вихревых реакторах или печах при температурах 600–1100°С в атмосфере газифицирующего агента (воздуха, кислорода, водяного пара, диоксида углерода или их смеси). В результате реакции образуются твердый углеродистый остаток (пирокарбон) и синтез-газ – смесь H_2 , CO , тумана из жидких смолистых веществ, бензопирена и диоксинов. Реакция газификации протекает в среде с восстановительными свойствами, поэтому оксиды азота и серы практически не образуются. Вредных газовых выбросов у газификаторов значительно меньше, чем у печей сжигания.

Сжигание твердых бытовых и промышленных отходов по технологии газификации сложнее технически как на стадии

пиролиза отходов, так и на стадии сжигания синтез-газа или газоочистки.

Существуют требования к перерабатываемому материалу: крупность материала не более 200 мм и его теплотворная способность не менее 7 МДж/кг. Все это приводит к внедрению в технологическую схему соответствующих операций, а значит, требует дополнительных экономических расходов.

2.9. Анаэробная переработка топлива

Многие виды биомассы обладают достаточно высокой теплотворной способностью. Однако не всегда прямое сжигание топлива целесообразно. Влажная биомасса требует специальной сушки для сжигания. При этом затраты на сушку могут быть выше, чем полученный эффект от сжигания топлива. В связи с этим биомассу с достаточно высокой влажностью (более 60%) целесообразно подвергать анаэробному способу переработки. В результате этого не только исключается загрязнение окружающей среды и производится топливо (биогаз), но и получают высокоэффективные органические удобрения.

2.9.1. Технология анаэробной переработки

В естественных условиях разрушение любых видов биомассы, в том числе и навоза животных, происходит путем разложения на элементарные соединения под действием разлагающих организмов, грибов и бактерий. Для этого процесса предпочтительны сырость, тепло и отсутствие света.

На конечной стадии разложение может происходить под действием бактерий:

- 1) аэробных – в присутствии кислорода с получением углекислого газа CO_2 ;
- 2) анаэробных – в отсутствие кислорода с получением смеси углекислого газа CO_2 и метана CH_4 (биогаз).

Биохимические процессы при анаэробном сбраживании идут в три стадии, причем с различными типами анаэробных бактерий.

1. Расщепляются нерастворимые биологические материалы (например, целлюлоза, полисахариды, жиры) на низкомолекулярные

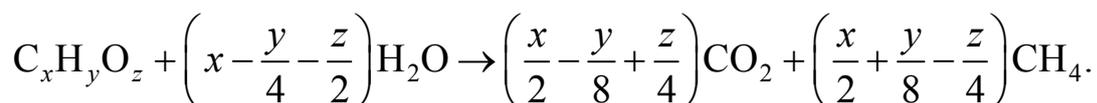
органические соединения (аминокислоты, моносахариды, жирные кислоты, соответственно). При температуре 25°C длительность процесса – около суток.

2. Кислотопродуцирующие бактерии образуют уксусную и пропионовую кислоты, спирт, углекислый газ, водород, сероводород, аммиак. При температуре 25°C длительность процесса – около суток.

3. Анаэробные метанообразующие бактерии вырабатывают метан и углекислый газ. При температуре 25°C длительность процесса – около 14 сут.

Выход газа в единицу времени сначала резко увеличивается, а затем по достижении максимума постепенно уменьшается. Через 100 сут выход газа полностью прекращается.

Основное уравнение, описывающее анаэробное сбраживание, имеет вид



Биохимические процессы при анаэробном сбраживании идут в четыре стадии (рис. 2.23), причем с различными типами бактерий.

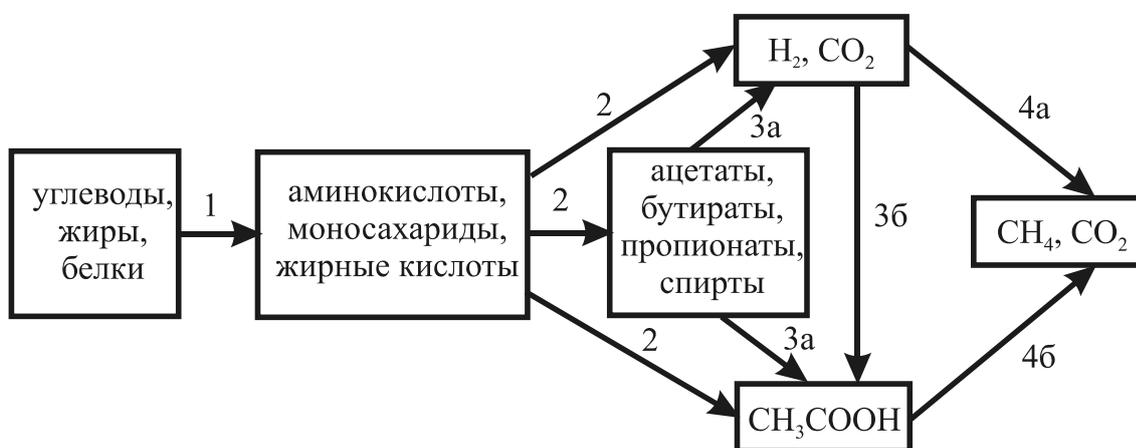


Рис. 2.23. Биохимические процессы при анаэробном сбраживании

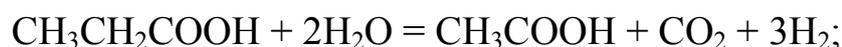
1. Ферментативный гидролиз – расщепляются нерастворимые биологические материалы (например, целлюлоза, полисахариды, жиры) на низкомолекулярные органические соединения (аминокислоты, моносахариды, жирные кислоты). При температуре 25°C длительность процесса – около 12 ч.

2. Кислотогенная – бактерии образуют уксусную и пропионовую кислоты, спирт, углекислый газ, водород, аммиак. При температуре 25°C длительность процесса – около 12 ч.

3. Ацетогенная – превращение жирных кислот, аминокислот и спиртов в уксусную кислоту. При температуре 25°C длительность процесса – около суток.

4. Метаногенная – бактерии вырабатывают метан и углекислый газ. При температуре 25°C длительность процесса – около 14 сут.

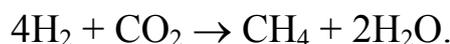
Ацетогены образуют уксусную кислоту и водород, например, из пропионовой и масляной кислоты (3а, рис. 2.23)



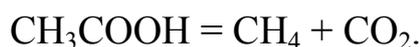
Также ацетогены используют водород и углекислый газ для образования уксусной кислоты (3б, рис. 2.23)



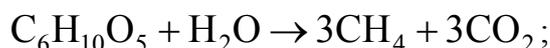
Большинство известных видов метаногенов образуют метан из молекулярного водорода и углекислоты (4а, рис. 2.23):



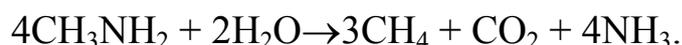
Некоторые виды бактерий образуют метан из уксусной кислоты (4б, рис. 2.23):



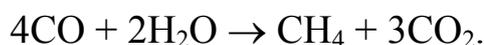
Также имеются бактерии, которые могут образовывать метан из целлюлозы и муравьиной кислоты:



Известны метанобразующие бактерии, которые образуют метан из метанола, метиламина:



Ряд видов метаногенов синтезируют метан из окиси углерода:



В результате получается биогаз с составом: углекислый газ $\text{CO}_2 = 27\text{--}45\%$, метан $\text{CH}_4 = 55\text{--}80\%$, а также малые примеси водорода $\text{H}_2 = 1\text{--}1,5\%$ и сероводорода $\text{H}_2\text{S} = 0,2\text{--}0,5\%$ (при наличии сероводорода имеется характерный запах). Теплота сгорания биогаза составляет $20\text{--}25 \text{ МДж/м}^3$ или $28\text{--}35 \text{ МДж/кг}$. Выход газа составляет $0,4\text{--}0,6 \text{ м}^3$ на 1 кг органической массы.

Получили распространение две технологии производства биогаза:

1) с использованием небольших объемов ($50\text{--}200 \text{ кг}$) органического сырья при высоких температурах $40\text{--}60^\circ\text{C}$ в специальных устройствах – биогазогенераторах (метантенках);

2) с использованием больших объемов при невысоких температурах $15\text{--}30^\circ\text{C}$ на специальных полигонах – свалках, засыпанных слоем песка (получение свалочного газа).

2.9.2. Факторы, влияющие на процесс брожения

Активность и репродуктивная способность микроорганизмов зависят от температуры. Сбраживание может происходить при различных температурах (до 54°C), причем чем выше температура, тем больше скорость сбраживания и больше выход биогаза, но меньше в газе доля метана. Различают три уровня температуры сбраживания:

- 1) психрофильный – температура около 20°C ;
- 2) мезофильный – температура около $30\text{--}40^\circ\text{C}$;
- 3) термофильный – температура около $50\text{--}60^\circ\text{C}$.

В процессе сбраживания выделяется тепло порядка $1,5 \text{ МДж}$ на 1 кг сухой массы. Этого обычно недостаточно для необходимого повышения температуры сбраживаемой массы. Для осуществления процесса сбраживания 95% массы должна составлять вода. Для максимальной производительности метанообразующих бактерий необходимо поддерживать содержание рН в диапазоне $6,6\text{--}7,6$ (обычно корректируется известью), а также требуется содержание азота около 10% и фосфора около 2% от сухой массы сырья. Соотношение углерода и азота должно быть $\text{C/N} = 10\text{--}16$.

Следует учитывать, что некоторые органические соединения растений (например, лигнин) и все неорганические составляющие не поддаются сбраживанию. Среди отходов сельскохозяйственного производства наибольшее количество необходимых для метанового брожения веществ имеется у экскрементов животных (содержание

азота 2–10%, фосфора – 0,2–2,7%, соотношение углерода и азота $C/N = 9–15$). Так как жвачные животные потребляют корма с высоким содержанием сырой клетчатки, то выход газа из их экскрементов выше, чем из экскрементов кур и свиней. Однако отходы животноводства кроме экскрементов могут включать в себя различные количества воды, подстилочного материала и остатка кормов. Это может существенно повлиять на состав сырья.

Состав соломы (содержание азота 0,46–1,2%, фосфора – 0,08–0,19%, соотношение углерода и азота $C/N = 9–15$) и ботвы (содержание азота 2–10%, фосфора – 0,2–2,7%, соотношение углерода и азота должно $C/N = 30–165$) не соответствует составу качественного сырья для метанового сбраживания. Для сбраживания этих материалов необходимо добавление в них богатых азотом веществ, например куриного помета или свиного навоза.

2.9.3. Особенности переработки отходов животноводства и растениеводства

Отходы органического происхождения представляют собой и большую ценность (так как являются органическим удобрением и топливом), и опасность для окружающей среды (так как содержат различные вредные вещества).

Из органических отходов наибольшую опасность представляют свиноводческие отходы, куриный помет, навоз крупнорогатого скота. Непереработанные отходы несут большой вред, занимая огромные территории, являясь очагом зловония и опасных болезней. Например, свиноводческий комплекс мощностью 108 тыс. голов ежедневно выделяет в атмосферу 36 млрд. микробов, 3600 кг аммиака, 350 кг сероводорода. В зоне до 3 км такой комплекс является очагом инфекционных заболеваний: туберкулеза, бруцеллеза, лентоспироза. Поля в этой зоне перегружены стоками от комплекса, и продукция растениеводства, полученная на этих полях, имеет низкое качество и загрязнена нитратами и нитритами. Так как основной способ очистки комплекса гидравлический, то комплекс в сутки потребляет 3000 м³ воды, что соответствует потребности в воде 2000 чел.

Сельскохозяйственные животные часто поражаются заболеваниями, вызываемыми паразитическими червями – гельминтами. Из-за пораженности животных гельминтами они потребляют кормов больше на 11%, а привес на 15% меньше, чем здоровых животных. Снизить степень пораженности животных гельминтами

и болезнетворными бактериями можно лишь при внедрении в практику мер, профилактирующих возможность заражения.

Обычно животные заражаются гельминтами, заглатывая с кормом или водой их яйца-личинки, которые попадают во внешнюю среду с калом животных. Следовательно, крайне важно производить уничтожение яиц гельминтов перед использованием навоза его в качестве удобрения, особенно на пастбищах и полях, предназначенных под кормовые культуры.

Методы дегельминтизации «твердого» подстилочного навоза разработаны еще в 30-х годах XX века. Яйца и личинки гельминтов не переносят температуру свыше 40° и в течение примерно минуты погибают при температуре 60°. Исходя из этого был предложен метод биометрической дегельминтизации навоза, основанный на явлении самонагревания навоза при аэробном брожении.

Десятидневное метановое сбраживание навоза в бродильных камерах биогазовой установки обеспечивает полное обеззараживание навоза от яиц и личинок ряда болезнетворных бактерий, гельминтов (аскарид, трихоцефалят, дикройцелей и стронголят). Установлено также, что мухи в сброженном навозе не размножаются, отложенные в нем личинки погибают.

При этом анаэробный метод переработки отходов имеет следующие преимущества перед другими методами обеззараживания навоза с санитарно-экологической позиции:

- 1) быстрота обеззараживания (5–20 сут по сравнению с 6–12 месяцами в открытом накопителе);
- 2) из-за герметичности емкости переработка осуществляется без запаха;
- 3) дезодорация – уничтожение запаха;
- 4) полная дегельминация – уничтожение яиц гельминтов.

В 80-х годах в Республике Беларусь на 1 га вносили 15 т необработанных органических удобрений, 250 кг минеральных удобрений и 3,8 кг средств защиты растений. При этом установлено, что менее половины объема удобрений потребляется культурными растениями. Например, по азотным удобрениям картина потребления имеет следующий вид: культурными растениями – 39%, сорняками – 46%, теряется безвозвратно – 15%.

Вместе с органическими удобрениями в почву вносилось множество семян сорняков, а питательные вещества в навозе находились в трудноусвояемой форме. Нерациональное использование

удобрений и ядохимикатов привело к тому что, вследствие загрязнения химическими элементами более трети колодцев в сельской местности в Республике Беларусь не соответствует стандартам качества воды.

При этом минеральные удобрения требуют значительных энергозатрат. Так, на производство 1 кг калийных удобрений требуется 4,6–5,0 Дж энергии, 1 кг фосфорных – 10–14 Дж, 1 кг азотных – 55–60 Дж. В 1990 году в Республике Беларусь на поля внесено 2 млн. т минеральных удобрений, на создание которых затрачено 2,2 млн. т у. т. Кроме того, производство минеральных удобрений сопровождается выбросом большого количества вредных веществ.

Анаэробное сбраживание навоза и растительных отходов в биогазовых установках обогащает их бактериями метанового брожения, повышает полезные качества за счет сохранения питательных веществ и перевода значительной части их в легкоусвояемую растениями минеральную форму. Фосфор и калий практически полностью сохраняются в сброженной массе, а потери азота не превышают 5% (при аэробном сбраживании потери азота составляют около 40%).

Анаэробная переработка органического удобрения позволяет полностью отказаться или значительно сократить использование минеральных удобрений без потери урожая. Практикой установлено, что использование переработанного анаэробным методом навоза повышает урожайность зерновых и картофеля на 20–30% по сравнению с применением несброженного навоза. Кроме того из 80 т навоза получается всего 1 т шлама, что значительно снижает затраты на транспортировку и внесение в почву удобрения.

Следовательно, переработка различных отходов носит комплексный характер и позволяет решить ряд важных проблем: санитарно-экологическую (обезвреживание отходов), агрохимическую (получение органического удобрения), энергетическую (получение топлива).

2.9.4. Получение биогаза в метантенках

Получение биогаза в метантенках становится экологически и экономически оправданным, когда метантенк перерабатывает существующий, близкорасположенный поток отходов. Например, отходы животноводческих ферм, скотобоев, стоки канализационных систем и т. п. Экономичность в этом случае связана с тем, что

нет нужды в предварительном сборе отходов, в организации и управлении процессом их подачи. КПД метантенка, который определяется как отношение энергии биогаза к энергии исходного сухого материала, достигает 60–90%.

Схема биогазовой установки представлена на рис. 2.24. Сырье, содержащее 2–10% органических веществ, из отстойника 1 через теплообменник 2, где оно подогревается до температуры ферментации, подается в метантенк 3.

Метантеки снабжаются мешалками для перемешивания бродящей массы с целью ускорения процессов и теплообменниками для поддержания необходимой температуры сбраживаемой биомассы. Перемешивание способствует равномерному распределению питательных веществ в объеме реактора и препятствует образованию осадка на дне метантенка. В отсутствие перемешивания на поверхности биомассы вначале образуется пена, а затем твердая корка, которая может привести к полной остановке процесса сбраживания.

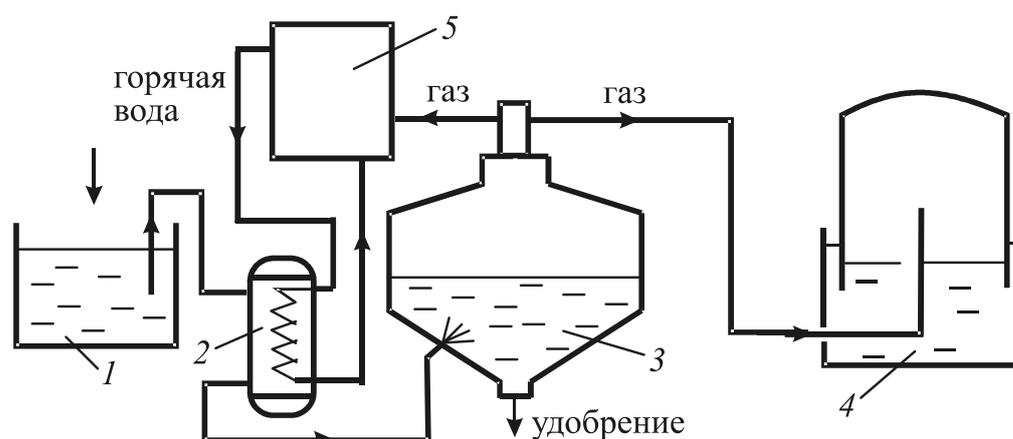


Рис. 2.24. Схема биогазовой установки:

1 – отстойник; 2 – теплообменник; 3 – метантенк; 4 – газгольдер

Метантенки выполняются из железобетона, стали или полимерных материалов. Они могут иметь разную форму и конструкцию, от кубической до цилиндрической, расположены горизонтально или вертикально. Наибольшее распространение получили метантенки яйцеобразной конструкции и цилиндрической с конусным основанием.

Образующиеся газы удаляются через газовый колпак, расположенный в верхней части метантенка. Газ по газопроводу поступает

в котел 5 или в газохранилище – газгольдер 4. Из каждой тонны навоза выделяется в среднем 50 м^3 биогаза.

Метановое брожение – процесс эндотермический, требует постоянного подогрева для поддержания необходимой температуры ферментации. Как правило, метантенки и сырье подогреваются за счет сжигания образующегося биогаза. В среднем на поддержание требуемой температуры ферментации расходуется от 15–20% (мезофильный процесс) до 30–50% (термофильный процесс) биогаза. Поэтому одним из важных моментов эксплуатации метантенков является их хорошая теплоизоляция.

Процесс брожения биомассы в метантенке идет достаточно долго. Как правило, в составе органического вещества выделяют легко- и трудноразлагаемые материалы. Они существенно различаются по своим физико-химическим свойствам и сроком биологического распада. Сначала распадаются легкоразлагаемые органические вещества с наибольшим выходом биогаза, а затем начинают распадаться трудноразлагаемые органические вещества с заметно меньшей скоростью выхода биогаза. Поэтому из экономических соображений на практике время продолжительности процесса брожения выбирают равным времени разложения до 40–50% органических веществ (от 8 до 20 сут).

Во многих странах мира созданы и введены в эксплуатацию малогабаритные фермерские и крупные промышленные установки по переработке навоза в биогаз. Например, в Швейцарии насчитывается свыше 200 установок. Большинство из них работает при температуре 28–37°C. Есть установки, расположенные под полом коровника, что позволяет максимально использовать тепло навоза. В Индии работает свыше 500 тыс. биогазовых установок, и биогаз покрывает на 44% потребность страны в электроэнергии. Успешно развивается использование биогазовых установок в Голландии, Великобритании, Китае и других странах.

2.9.5. Методика определения технических параметров биогазогенератора

При внедрении метантенка определяют следующие параметры.

1. Объем навозоприемника, м^3 :

$$V_{\text{н}} = km_{\text{сут}}t_{\text{сб}} / \rho_{\text{н}}$$

где k – коэффициент, учитывающий изменение плотности навоза, в зависимости от исходной влажности ($k = 1,5$); $m_{\text{сут}}$ – суточный выход навоза с начальной влажностью ω (около 92%), кг/сут; $\omega = m_{\text{в}} / m_{\text{сут}} = (m_{\text{сут}} - m_{0\text{сут}}) / m_{\text{сут}}$, $m_{0\text{сут}} = m_{\text{сут}}(1 - \omega)$ – суточный выход сухого сбраживаемого материала, кг/сут; $\rho_{\text{н}}$ – плотность навоза, кг/м³ ($\rho_{\text{н}} = 1020$ кг/м³); $t_{\text{сб}}$ – время накопления навоза, продолжительность сбраживания в метантеке (от 8 до 20 сут), сут.

2. Объем метантенка, м³:

$$V_{\text{м}} = m_{0\text{сут}} t_{\text{сб}} \upsilon,$$

где υ – удельный вес жидкой массы на 1 кг сухого сбраживаемого материала, 0,02 м³/кг.

3. Суточный выход биогаза, м³/сут:

$$B_{\text{б}} = m_{0\text{сут}} b,$$

где b – удельный выход биогаза, приходящийся на 1 кг переработанного навоза (от 0,2 до 0,4 м³/кг).

4. Общая тепловая энергия получаемого биогаза, МДж/сут:

$$Q_{\text{общ}} = B_{\text{б}} Q_{\text{б}},$$

где $Q_{\text{б}} = 20\text{--}25$ МДж/м³ – теплота сгорания биогаза.

5. Расход теплоты на нагрев жидкой массы в метантенке, МДж/сут, с $t_1 = 15^\circ\text{C}$ до $t_2 = 35^\circ\text{C}$ (мезофильный режим).

$$Q_{\text{н}} = c_{\text{н}} m_{0\text{сут}} \upsilon \rho_{\text{н}} (t_2 - t_1) / \eta,$$

где $c_{\text{н}}$ – теплоемкость жидкой массы ($c_{\text{н}} = 0,00406$ МДж/(кг·°C)); η – КПД нагревательного устройства ($\eta = 0,7$).

6. Расход теплоты на собственные нужды, МДж/сут:

$$Q_{\text{с.н}} = 1,06 Q_{\text{н}},$$

где 1,06 – коэффициент, учитывающий тепловые потери.

7. Общее количество биогаза, идущего на собственные нужды, м³/сут:

$$B_{\text{с.н}} = Q_{\text{с.н}} / Q_{\text{б}}.$$

8. Выход товарного биогаза, м³/сут:

$$B_{\text{б.т}} = B_{\text{б}} - B_{\text{с.н}}.$$

9. Коэффициент расхода биогаза на собственные нужды (0,15–0,50):

$$\varphi_{\text{б}} = B_{\text{с.н}} / B_{\text{б}}.$$

10. Объем газгольдера, м³:

$$V_{\text{г}} = t_{\text{н.б}} B_{\text{б.т}},$$

где $t_{\text{н.б}}$ – время накопления биогаза, сут.

2.9.6. Добыча и утилизация свалочного газа

Одним из основных способов удаления твердых бытовых отходов во всем мире остается захоронение в приповерхностной геологической среде. В этих условиях отходы подвергаются интенсивному биохимическому разложению, которое вызывает, в частности, генерацию свалочного газа.

Свалочный газ, поступающий в атмосферу, формирует негативные эффекты как локального, так и глобального характера. По этой причине во многих развитых странах мира осуществляются специальные мероприятия по минимизации эмиссии свалочного газа. Это фактически привело к возникновению самостоятельной отрасли мировой индустрии, которая включает добычу и утилизацию свалочного газа.

Существенная часть фракций твердых бытовых отходов повсеместно представлена различными органическими материалами. Основными группами среди них являются пищевые остатки и бумага. В среднем доля органических фракций твердых бытовых отходов колеблется от 56% до 62%. В условиях захоронений быстро формируются анаэробные условия, в которых протекает биоконверсия органического вещества. В результате этого процесса образуется биогаз, или так называемый свалочный газ.

Существенное варьирование газопродуктивности и скорости процесса определяется условиями среды, сложившимися в конкретном свалочном теле. К числу параметров, влияющих на скорость газообразования, относятся влажность, температура, состав органических фракций. Распад легкоразлагаемых органических веществ завершается в течение 2–4 лет, в то время как биоконверсия трудноразлагаемых органических веществ протекает в течение десятилетий.

Можно утверждать, что в среднем газогенерация заканчивается в свалочном материале в течение 10–50 лет, при этом удельный

выход газа составляет 120–200 м³ на тонну твердых бытовых отходов. Для большинства органического материала наиболее интенсивно процесс газообразования протекает в первые 5 лет, за которые выделяется около 50% полного запаса свалочного газа.

Основными компонентами свалочного газа являются метан (СН₄) и диоксид углерода (СО₂). Их соотношение может меняться от 40–70% до 30–60% соответственно. В существенно меньших концентрациях на уровне около процента присутствуют, как правило, азот (N₂), кислород (O₂), водород (H). В качестве малых примесей в состав свалочного газа могут входить десятки различных органических соединений.

Состав свалочного газа обуславливает ряд его специфических свойств:

1) свалочный газ горюч, его средняя теплота сгорания составляет примерно 23 МДж/м³;

2) в определенных концентрациях он токсичен (конкретные показатели токсичности определяются наличием ряда микропримесей, таких, например, как сероводород H₂S);

3) обычно свалочный газ обладает резким неприятным запахом.

Приведенный перечень негативных явлений, обусловленных свалочным газом, убедительно свидетельствует о необходимости борьбы с его выделением. В большинстве развитых стран существуют специальные законы, обязывающие владельцев полигонов предотвращать стихийное распространение свалочного газа. Основным методом, обеспечивающим решение этой задачи, является технология утилизации свалочного газа.

Для извлечения свалочного газа на полигонах используется сеть вертикальных газодренажных скважин, соединенных линиями газопроводов, в которых компрессорная установка создает разрежение, необходимое для транспортировки свалочного газа до места использования. Установки по сбору и утилизации монтируются на специально подготовленной площадке за пределами свалочной массы.

Сооружение газодренажной системы может осуществляться как целиком на всей территории полигона твердых бытовых отходов после окончания его эксплуатации, так и на отдельных участках полигона в соответствии с очередностью их загрузки. При этом надо учитывать, что для добычи свалочного газа необходимо, чтобы толщина слоя твердых бытовых отходов составляла не менее

10 м. Желательно также, чтобы территория полигона твердых бытовых отходов была перекрыта слоем грунта мощностью не менее 30–40 см.

Для добычи свалочного газа на полигонах твердых бытовых отходов применяются вертикальные скважины. Обычно они располагаются равномерно по территории свалочной массы с шагом 50–100 м между соседними скважинами. Их диаметр колеблется в интервале 200–600 мм, а глубина определяется мощностью свалочного тела и может составлять несколько десятков метров.

При бурении скважин в толще отходов в белорусских условиях наиболее целесообразным является использование шнекового бурения. Оно сравнительно недорого и легкодоступно, т. к. широко используется в инженерно-геологических изысканиях. При использовании этого вида бурения максимально диаметр скважин составляет 250–500 мм. Однако их строительство может встречать ряд трудностей, связанных с присутствием большого количества инородных включений (металлических и бетонных конструкций, остатков техники, механизмов и пр.) в свалочной толще, затрудняющих бурение и приводящих к частой поломке бурового инструмента.

Инженерное обустройство скважины включает несколько этапов (рис. 2.25).

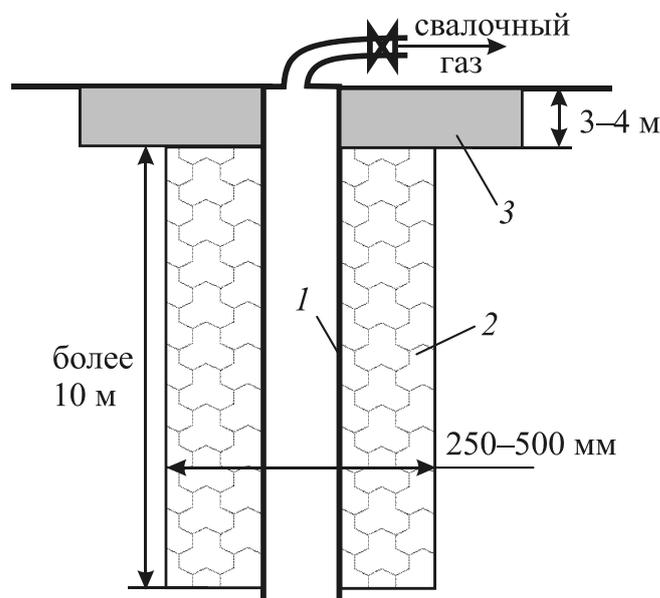


Рис. 2.25. Схема обустройства скважины:
1 – перфорированная труба; 2 – пористый материал;
3 – глиняный замок

На первом в скважину опускается перфорированная стальная или пластиковая труба 1, заглушенная снизу и снабженная фланцевым соединением в приустьевой части. Затем в межтрубное пространство засыпается пористый материал 2 (например, гравий) с послойным уплотнением до глубины 3–4 м от устья скважины. На последнем этапе сооружается глиняный замок 3 мощностью 3–4 м для предотвращения попадания в скважину атмосферного воздуха.

Температура свалочного газа в толще отходов может достигать 40–50°C, а содержание влаги – 5–7%. После экстракции свалочного газа из свалочного тела и его поступления в транспортные газопроводы происходит резкое снижение температуры, что приводит к образованию конденсата, который может выделяться в значительных количествах. Ориентировочно, при добыче свалочного газа в объеме 100 м³/ч в сутки образуется около 1 м³ конденсата.

Поэтому отвод конденсата с помощью специальных устройств является задачей первостепенной важности, т. к. его наличие в газопроводе может затруднить или сделать невозможной экстракцию свалочного газа.

При выборе материалов для газопроводов обычно рассматривают два варианта: использование пластиковых или стальных труб. Их сравнительный анализ проводится по следующим критериям: механическая прочность, коррозионная стойкость, возможность использования в просадочных грунтах.

Основное преимущество стальных труб обусловлено механической прочностью и их повсеместным использованием при строительстве газопроводов. Пластиковые трубы характеризуются высокой коррозионной стойкостью и пластичностью. С учетом высокой просадочной способности твердых бытовых отходов и высокой коррозионной активности свалочного газа для прокладки газопровода рекомендуется использовать пластиковые трубы из полиэтилена низкого давления. Полиэтиленовые газопроводы обладают рядом преимуществ по сравнению с металлическими: они гораздо легче, достаточно прочны, эластичны и коррозионно стойки, хорошо свариваются, не требуют электрохимической защиты. Производительность труда при строительстве полиэтиленовых газопроводов в 2,5 раза выше.

По системе трубопроводов свалочный газ поступает на пункт сбора. Газосборный пункт предназначен для принудительного извлечения свалочного газа из свалочной толщи с помощью специ-

ального электровентильатора, который в системе газопроводов создает небольшое разряжение (около 10 кПа).

В мировой практике известны следующие способы утилизации свалочного газа:

- факельное сжигание, обеспечивающее устранение неприятных запахов и снижение пожароопасности на территории полигона твердых бытовых отходов, при этом энергетический потенциал свалочного газа не используется в хозяйственных целях;
- прямое сжигание свалочного газа для производства тепловой энергии;
- использование свалочного газа в качестве топлива для газовых двигателей или турбин с целью получения электроэнергии и тепла;
- доведение содержания метана в свалочном газе (обогащение) до 94–95% с последующим его использованием в газовых сетях общего назначения.

Целесообразность применения того или иного способа утилизации свалочного газа зависит от конкретных условий хозяйственной деятельности на полигоне твердых бытовых отходов.

2.9.7. Подготовка к использованию и аккумулирование биогаза

При подготовке биогаза к использованию могут проводиться следующие мероприятия: удаление H_2S (обессеривание), удаление CO_2 , компримирование и сжижение.

Обессеривание биогаза проводят для удаления ядовитой части биогаза и для предотвращения сернокислотной коррозии в процессе сжигания биогаза. Наиболее экономичным и безопасным методом считается каталитический метод с применением $Fe(OH)_3$. Этот метод можно представить в виде формулы



Регенерация массы в присутствии воздуха выражается зависимостью



Удаление CO_2 проводят для повышения теплоты сгорания биогаза, что позволяет использовать его в стандартных газомазутных

котлах. Абсорбционная очистка биогаза (рис. 2.26) от CO_2 очень затратная и будет рациональна и экономична при очень высоком суточном выходе газа и утилизации удаляемого CO_2 .

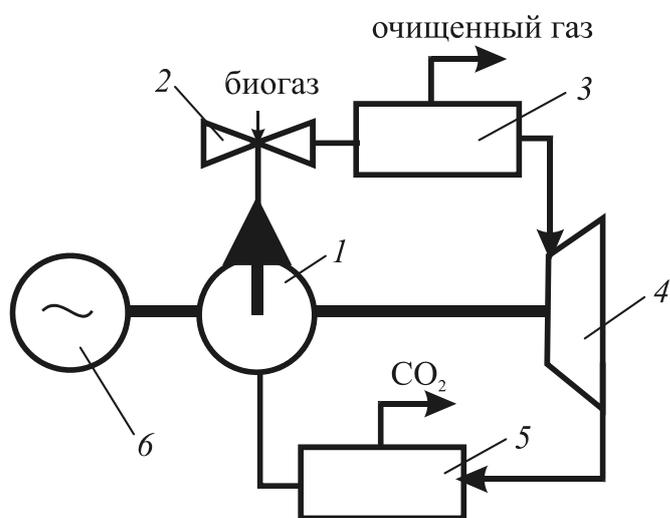


Рис. 2.26. Абсорбционная очистка биогаза от CO_2 :
 1 – насос; 2 – инжектор; 3 – абсорбер; 4 – турбина;
 5 – десорбер; 6 – генератор

Компримирование и сжижение биогаза проводят для использования его в качестве топлива в двигателях внутреннего сгорания. Как показал практический опыт, компримирование и сжижение (при атмосферном давлении и температуре -161°C) биогаза нецелесообразно по двум причинам: из-за большой дополнительной массы баллонов для переработаного газа и высокой стоимости компримирования и сжижения биогаза. Например, для одной смены работы трактора понадобится восемь баллонов весом 50 кг каждый.

Для рационального использования генераторного газа необходимо предусмотреть его аккумулирование в определенном объеме, поскольку производство газа и его потребление не соответствует одно другому.

Для биогазовых установок небольших предприятий можно применять газгольдер высокого давления, мокрый газгольдер низкого давления, сухой газгольдер низкого давления.

Газгольдеры высокого давления обычно имеют сферическую форму и работают при давлении 0,8–1 МПа, имеют вместимость 10–100 тыс. м^3 . К их преимуществам относится сравнительно небольшие габариты и отсутствие каких-либо движущихся частей.

Недостатком считается необходимость в компрессорной установке. Для использования биогаза в качестве топлива требуется понизить его давление до 1–5 кПа после газгольдера.

Мокрые газгольдеры низкого давления имеют вместимость 500–3000 м³ (рис. 2.27). Недостаток – опасность замораживания зимой, что вызывает необходимость в их обогреве или применение незамерзающей жидкости. Достоинства – поддержание постоянного давления, обусловленного весом колпака; простота и надежность. Мокрые газгольдеры низкого давления, которые почти всегда плавают непосредственно в бродильной камере, получили широкое распространение в Восточной Азии.

Сухой газгольдер низкого давления может быть манжетного, оболочкового, баллонного или другого типа. Для сохранения постоянного давления служит помещенный сверху груз, который может перемещаться по вертикали. Они имеют номинальную вместимость 5–300 000 м³, рабочее давление составляет 2–5 кПа. В среднем такой газгольдер на 20% дешевле, чем мокрый.

Стоимость газгольдеров достаточно высока (20–30% от стоимости биогазовой установки). Поэтому, исходя из экономических соображений, газгольдер нужно строить небольшого размера, чтобы он использовался только для выравнивания суточных пиков в потреблении газа. Нужно попытаться планировать более равномерное потребление газа, без пиков. В случае неравномерного сезонного потребления биогаза следует предусмотреть резервный источник энергии.

Расчет газгольдера. Давление в газгольдере низкого давления определяется весом колокола или груза:

$$p = (mg) / S,$$

где m , S – масса и площадь горизонтальной проекции колокола или груза соответственно.

Объем газгольдера, м³, определяется из уравнения Менделеева – Клапейрона:

$$V = mRT / p,$$

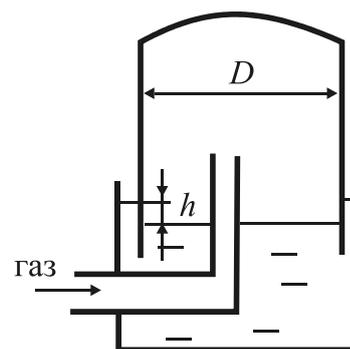


Рис. 2.27. Мокрый газгольдер

где m – масса биогаза, кг; R – газовая постоянная биогаза, Дж/(кг К); T – температура биогаза, К.

Перепад жидкости снаружи и под колоколом в мокром газгольдере определяется из основного уравнения гидростатики:

$$h = p / (\rho g).$$

2.9.8. Получение тепловой энергии при аэробном окислении

Кроме методов анаэробной биоконверсии биомассы в топливо, возможен другой микробиологический процесс получения энергии – аэробное окисление твердой биомассы (отходов) с выделением больших количеств тепла.

Твердое органическое сырье погружается в шахту, снизу подается воздух. В результате окислительных процессов, осуществляемых микроорганизмами, происходит интенсивное выделение тепловой энергии и проходящие газы нагреваются до 80°C. С помощью компрессии температуру газов можно увеличить до 100–110°C и получаемую энергию аккумулировать в виде горячей воды или пара. Коэффициент полезного действия установок с учетом затрат электроэнергии на эксплуатацию воздуходувок составляет 95%. Такие установки промышленного типа работают в Японии. Образующийся шлам используется в качестве высокоэффективного удобрения.

3. ТЕПЛОВЫЕ ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ



3.1. Термодинамический анализ систем утилизации тепловых вторичных энергетических ресурсов

Все тепловые процессы представляют собой передачу теплоты от теплоносителя с более высокой температурой к теплоносителю с меньшей температурой, что сопровождается снижением «качества» отводимой тепловой энергии. Нельзя утверждать о равенстве потенциалов двух потоков теплоносителя с одинаковой тепловой мощностью Q , но разными температурами.

Для более эффективного использования тепловых ВЭР целесообразно применять метод термодинамического анализа (второго закона термодинамики), позволяющего выявлять в любой системе узлы с наибольшей необратимостью тепловых процессов. Наибольшее распространение получил эксергетический метод термодинамического анализа, который учитывает не только количество, но и качество (температуру, давление и др.) используемых в системе энергоносителей.

Согласно второму закону термодинамики, теплота не может полностью превращаться в работу. Тогда качество тепловых ВЭР определяется эксергией – максимальным количеством теплоты, которое может быть превращено в работу:

$$E = \left(1 - \frac{T_0}{T}\right)Q,$$

где T_0 – температура окружающей среды, К; T – температура тепловых ВЭР, К; Q – мощность тепловых ВЭР, Дж.

Эксергетический КПД утилизации тепловых ВЭР примерно можно определить по формуле

$$\eta_{\text{экс}} = \frac{1 - T_0 / T_2}{1 - T_0 / T_1},$$

где T_0 – температура окружающей среды, К; T_1 – температура тепловых ВЭР на входе в утилизатор, К; T_2 – температура полученного теплоносителя на выходе из утилизатора, К.

Использование представленной выше формулы для определения эксергии тепловых ВЭР допустимо, если температура процесса не изменялась. Однако для большинства процессов в схемах утилизации теплоты удельная эксергия потока вещества определяется по формуле

$$e = \frac{E}{G} = \Delta h - T_0 \Delta S,$$

где G – массовый расход вещества, кг/с; Δh и ΔS – изменение энтальпии и энтропии вещества при охлаждении его от температуры T до температуры окружающей среды T_0 .

Если в процессе охлаждения вещество не изменяет агрегатное состояние, то формула упрощается:

$$e = c_p \left(T - T_0 - T_0 \ln \frac{T}{T_0} \right),$$

где c_p – изобарная теплоемкость вещества, Дж/(кг·°С).

Из эксергетического метода вытекают правила повышения термодинамической эффективности утилизации тепловых ВЭР. Необходимо:

- 1) стремиться к снижению разности температур между обменивающимися средами;
- 2) избегать промежуточных ступеней преобразования теплоты;
- 3) избегать смешения нагревающих сред с разными температурами и организовывать двухступенчатую схему подогрева.

Из первого правила вытекает вывод, что при разработке эффективных систем необходимо стремиться к увеличению коэффициента теплопередачи и поверхности теплообмена. Некоторые процессы имеют очень низкий эксергетический КПД даже при современных технических решениях. Так, низкое значение эксергетического КПД парового котла (см. рис. 1.1) вызвано, прежде всего, необратимостью процессов горения и низкой эффективностью теплообмена между продуктами сгорания и нагреваемой водой.

Второе правило вытекает из того, что в каждом теплообменном процессе безвозвратно теряется эксергия, и чем таких процессов больше, тем больше потери и материальные затраты.

Согласно третьему правилу, при использовании теплоты двух потоков уходящих газов с разными температурами недопустимо их предварительное смешение (рис. 3.1, а) перед подачей в теплообменник. При смешении потоков с разной температурой происходит необратимый процесс передачи теплоты от потока с высокой эксергией к потоку с более низкой эксергией, т. е. снижается общий эксергетический потенциал потоков.

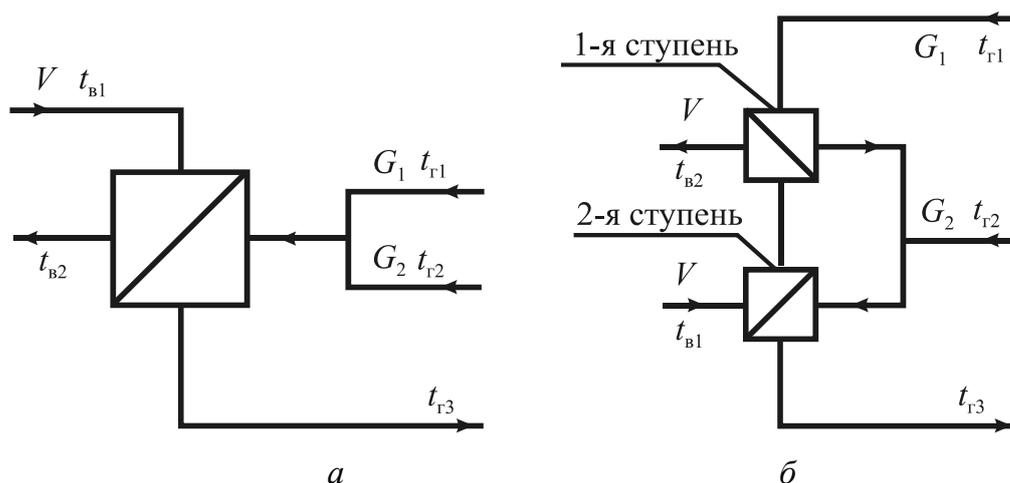


Рис. 3.1. Одноступенчатая (а) и двухступенчатая (б) системы утилизации теплоты

Если смешивающиеся рабочие тела имеют разные температуры, давления, составы или концентрации, то процессы смешения сопровождаются потерями эксергии, которые складываются из потерь по каждому параметру. Смешение рабочих тел, различающихся только температурами, широко применяется в промышленных установках.

При смешивании рабочих тел с температурами T_1 и T_2 удельные потери эксергии

$$\Delta e_{\text{см}} = c_p T_0 \left(\ln \left(1 - \frac{G_1}{G_1 - G_2} + \frac{T_1}{T_2} \right) - \frac{G_1}{G_1 - G_2} \ln \frac{T_1}{T_2} \right),$$

где G_1 и G_2 – массовый расход веществ с температурами T_1 и T_2 , кг/с.

Как видно, величина удельных тепловых потерь эксергии прямо пропорциональна температуре окружающей среды и отношению температур T_1 / T_2 .

В рассмотренном случае использования теплоты двух потоков уходящих газов с разными температурами более эффективным является применение двухступенчатого теплоутилизатора (рис. 3.1, б).

В первой ступени теплоутилизатора происходит предварительное охлаждение потока уходящих газов с более высокой температурой ($t_{r1} > t_{r2}$), а во второй ступени – охлаждение смеси потоков уходящих газов. Величина поверхности теплообмена первой ступени определяется температурой охлаждения высокотемпературного потока газов до температуры второго потока газов t_{r2} .

3.2. Утилизация теплоты дымовых газов

Можно выделить два типа установок с уходящими дымовыми газами:

- энергетические (газотурбинная установка);
- технологические (термические печи обжига, закаливания и др.).

Важной особенностью отходящих дымовых газов является содержание в них полидисперсного уноса, который может приводить к загрязнениям поверхностей теплоутилизатора. Дымовые газы после газотурбинных установок, работающих на природном газе (рис. 3.2), не имеют жидких и твердых примесей.

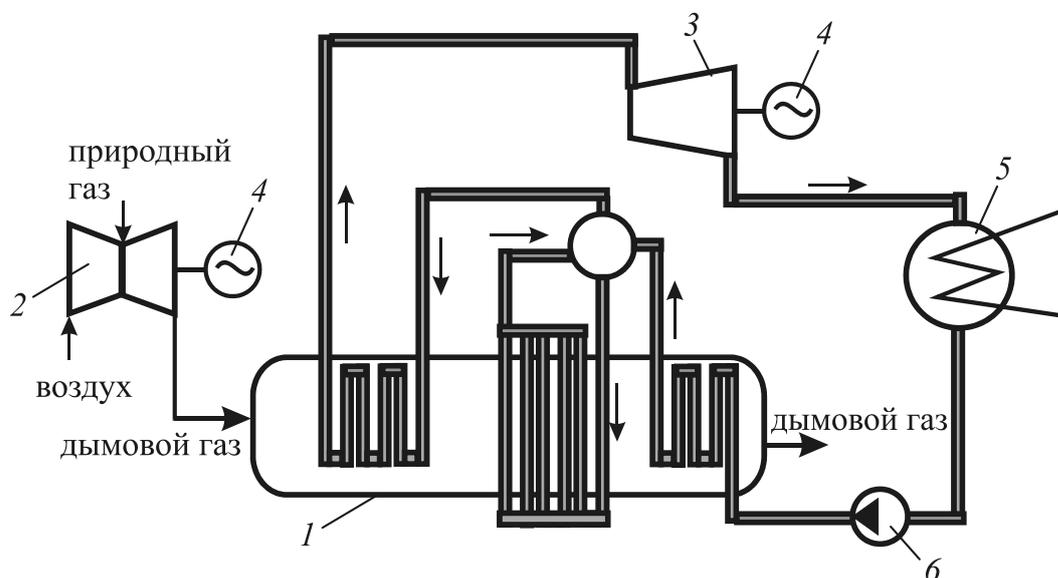


Рис. 3.2. Парогазовая установка с котлом-утилизатором:
 1 – котел-утилизатор, 2 – газотурбинная установка; 3 – паровая турбина;
 4 – генератор; 5 – конденсатор; 6 – циркуляционный насос

Полидисперсный унос характерен для технологических установок и образуется в результате выноса газовым потоком мелких

частиц шихты, окалины, расплавленного металла или шлака. При оценке загрязнения теплоутилизатора следует учитывать физико-химические свойства и гранулометрический состав уноса, агрегатное состояние частиц, температуру и аэродинамику потока, геометрию поверхностей нагрева. Загрязнение поверхностей нагрева заметно ухудшает условия эксплуатации теплоиспользующих установок, а также снижает их экономичность и мощность.

Основными потерями в технологических печах являются потери теплоты с уходящими газами q_2 , которые в котлах без хвостовых поверхностей, работающих с коэффициентом избытка воздуха, отличным от оптимального $\alpha \neq \alpha_{\text{опт}}$, могут достигать 25%. При известных значениях расхода топлива B , температуры уходящих газов t_{yx} , коэффициенте избытка воздуха α рассчитывают значения потерь теплоты с уходящими газами, %:

$$q_2 = \frac{h_{\text{yx}} - h_{\text{xb}}}{Q_{\text{H}}^{\text{p}}} \cdot 100,$$

где h_{yx} – энтальпия уходящих дымовых газов, Дж/кг; h_{xb} – энтальпия поступающего в котел холодного воздуха, Дж/кг; Q_{H}^{p} – низшая теплота сгорания топлива, Дж/кг.

При установке воздухоподогревателя за печью температура газов снизится до значения t'_{yx} . При этом уменьшатся потери теплоты с уходящими газами до значения

$$q'_2 = \frac{h'_{\text{yx}} - h_{\text{xb}}}{Q_{\text{H}}^{\text{p}}} \cdot 100$$

и возрастет КПД печи

$$\eta' = \eta - q_2 + q'_2.$$

Это приводит к снижению расхода топлива:

$$B' = B(\eta / \eta').$$

Количество теплоты, отданное продуктами сгорания, определяется выражением

$$Q = V_{\text{r}} c_{\text{r}} (t_{\text{yx}} - t'_{\text{yx}}),$$

где V_{r} – объем дымовых газов, м³/с.

Площадь поверхности теплообмена определяется из выражения

$$F = \frac{Q}{k\Delta t},$$

где температурный напор рассчитывается как

$$\Delta t = \frac{(t'_{yx} - t_{xb}) - (t_{yx} - t_b)}{\ln \frac{t'_{yx} - t_{xb}}{t_{yx} - t_b}},$$

здесь t_{xb} , t_b – температура воды на входе и на выходе из теплообменника, °С.

Для утилизации тепловой энергии дымовых газов применяют:

- котлы-утилизаторы при температуре более 450°С и расходе более 5000 м³/ч дымовых газов;
- теплообменные аппараты.

3.2.1. Классификация и характеристики котлов-утилизаторов

Котлы-утилизаторы применяют для получения пара (насыщенного и перегретого). Они делятся на технологические и энергетические (утилизация теплоты за газотурбинной установкой).

Технологические котлы-утилизаторы распространены в металлургической промышленности: их устанавливают для использования теплоты дымовых газов, отходящих от сталеплавильных мартеновских печей, нагревательных колодцев, коксовых, медеплавильных и других печей. Кроме того, котлы-утилизаторы используют в химической промышленности, например в печах производства серной кислоты и синтетического каучука; в промышленности строительных материалов – цементных и стекловаренных печах и др. В зависимости от количества топлива, сжигаемого в печи, и температуры дымовых газов за печью (от 400 до 1200°С), паропроизводительность котлов-утилизаторов может колебаться в широких пределах – 2–40 т/ч. В соответствии с характером потребления давление пара может составлять от 0,2 до 4 МПа и пар может быть перегрет до 420–470°С.

Требования, предъявляемые к котлам-утилизаторам: компактность; эффективная теплопередача потоков; возможность работы на воде пониженного качества; легкость очистки барабана и труб от солевых отложений, а газоходов от золы.

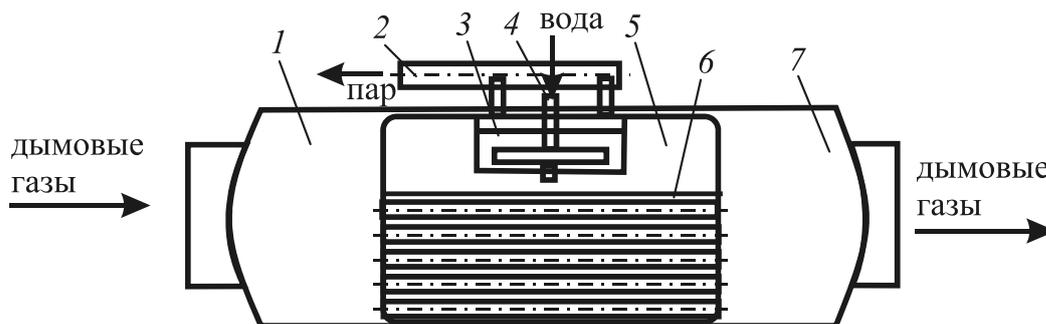


Рис. 3.3. Газотрубный, горизонтальный котел-утилизатор:
 1 – входная газовая камера; 2 – отвод пара;
 3 – сепарационное устройство; 4 – подвод воды; 5 – барабан;
 6 – испарительная поверхность; 7 – выходная газовая камера

По конструктивному исполнению котлы-утилизаторы делят:

- на газотрубные – для получения насыщенного ($p = 1,4$ МПа) и перегретого пара ($p = 1,6$ МПа);
- водотрубные – для получения перегретого пара ($p = 1,8–4,5$ МПа).

В зависимости от конструктивного оформления газотрубные котлы делят на горизонтальные (рис. 3.3) и вертикальные (рис. 3.4).

К основным недостаткам газотрубных котлов-утилизаторов относятся низкий коэффициент использования теплоты отходящих от технологических агрегатов газов (50–60%), высокий удельный расход металла на выработку пара (до 8 кг/(кг·ч)).

К недостаткам следует также отнести низкий предел давления вырабатываемого пара (всего 1,5–2,0 МПа) из-за наличия барабана большого диаметра, ограниченный пропуск отходящих газов – не более 30–40 тыс. м³/ч. Кроме того, внутренние поверхности труб, газотрубных котлов быстро заносятся шлаком, поэтому необходимо часто применять чистку труб.

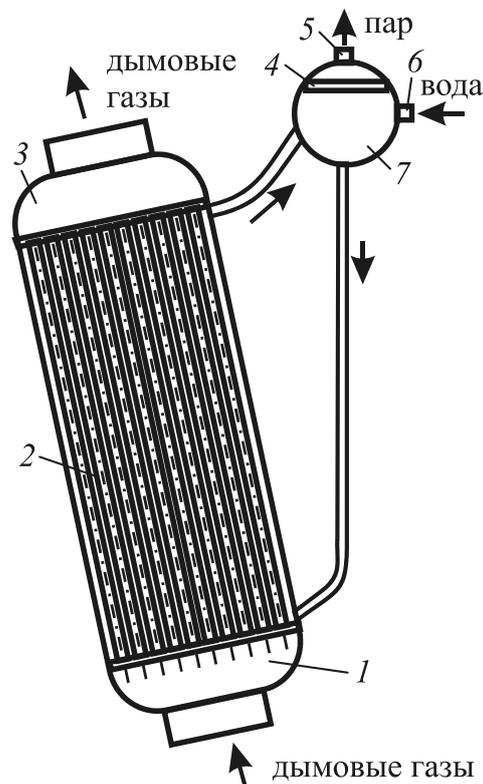


Рис. 3.4. Газотрубный, вертикальный котел-утилизатор:
 1 – входная камера;
 2 – испарительная поверхность;
 3 – выходная камера;
 4 – сепаратор; 5 – отвод пара;
 6 – подвод воды; 7 – барабан

Достоинства газотрубных котлов: не требуют специальной обмуровки; характеризуются высокой газоплотностью; простотой изготовления, монтажа, обслуживания; пониженными требованиями к питательной воде, малым колебанием давления при неравномерном расходе пара.

Применение газотрубных котлов целесообразно для установок небольшой мощности (не более 7,5 т/ч), особенно тогда, когда греющие газы имеют повышенное давление или содержат взрывоопасные или ядовитые компоненты.

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

Достоинства водотрубных котлов: повышенное давление пара; увеличение поверхности нагрева без увеличения габаритов; вертикальное расположение труб, что облегчает их чистку от шлама. Недостатки: занимают большую площадь, ненадежная циркуляция пароводяной смеси.

Благодаря своим достоинствам водотрубные котлы-утилизаторы получили более широкое распространение.

По принципу циркуляции воды водотрубные котлы делят на следующие: с естественной циркуляцией (рис. 3.5, *а*), принудительной циркуляцией (рис. 3.5, *б*), комбинированной циркуляцией, прямоточные (рис. 3.5, *в*). Котлы с естественной циркуляцией в основном применяются в печах с температурой отходящих газов 800–1000°С и выше, что связано с условием обеспечения надежной циркуляции.

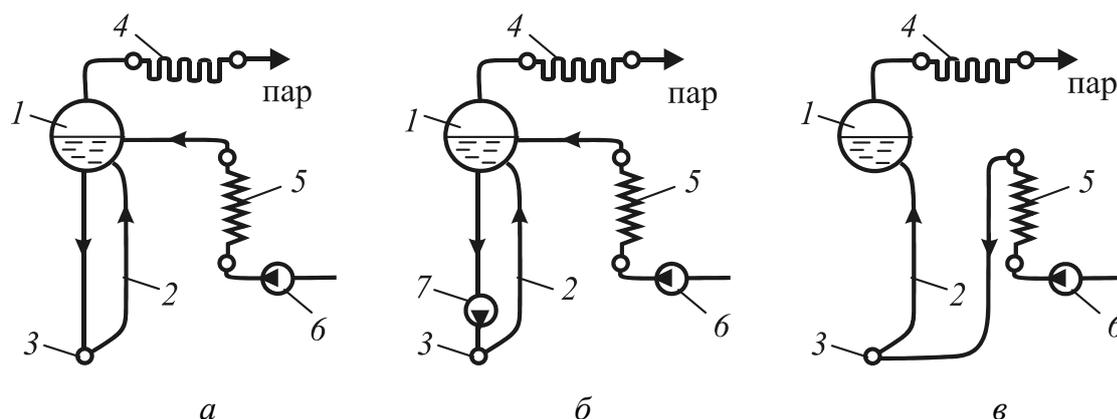


Рис. 3.5. Схема циркуляции воды в водотрубных котлах-утилизаторах:

а – естественная; *б* – принудительная; *в* – прямоточная;

1 – барабан; 2 – испарительные поверхности; 3 – нижний коллектор;

4 – пароперегреватель; 5 – экономайзер; 6 – питательный насос;

7 – циркуляционный насос

Отношение количества воды, проходящей через контур, к паропроизводительности контура за тот же промежуток времени называется **кратностью циркуляции**.

Кратность циркуляции для котлов с естественной циркуляцией (рис. 3.6) колеблется в пределах от 10 до 60.

Циркуляционный насос в котлах с принудительной циркуляцией может иметь электрический и паровой привод.

Достоинства котлов-утилизаторов с принудительной циркуляцией – возможность свободно компоновать поверхности нагрева ввиду увеличения скорости воды и увеличения коэффициента теплоотдачи; снижение габаритов котла; большой пропуск газов и выработка пара повышенных параметров. Недостатки: дополнительные затраты энергии на работу циркуляционного насоса и меньшая надежность.

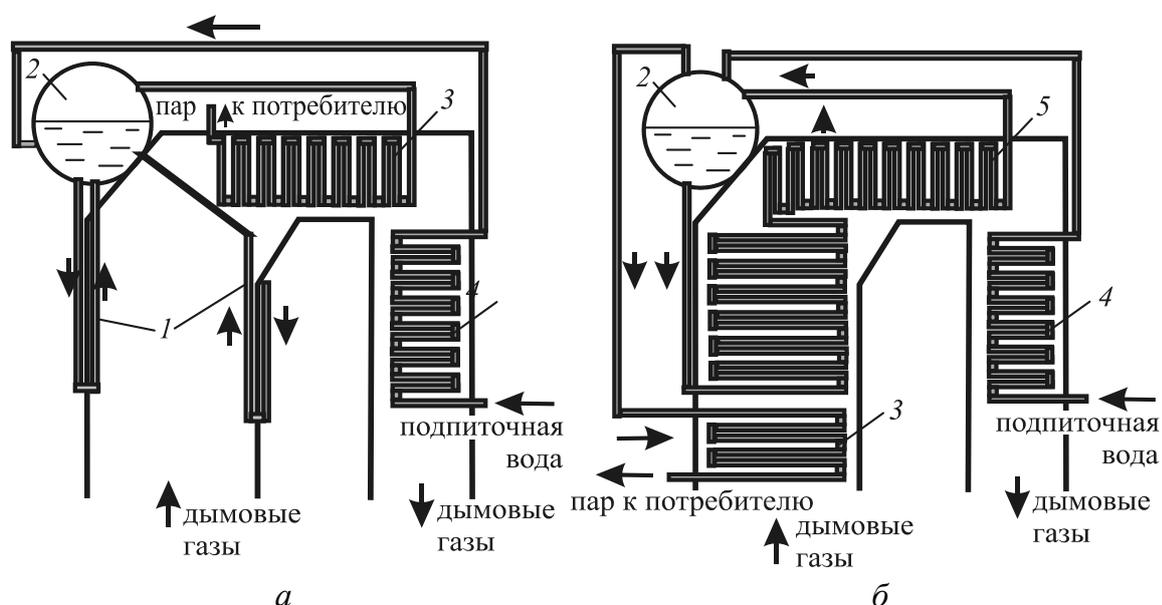


Рис. 3.6. Водотрубный барабанный П-образный котел-утилизатор с естественной циркуляцией с радиационными (а) и с конвективными (б) испарительными поверхностями:
 1 – радиационный испаритель; 2 – барабан; 3 – пароперегреватель;
 4 – экономайзер, 5 – конвективный испаритель

Прямоточные котлы (рис. 3.7) по своей схеме резко отличаются от барабанных с многократной циркуляцией. В своей простейшей форме прямоточный котел представляет собой непрерывный обогреваемый змеевик, в один конец которого поступает питательная вода, а из другого выходит перегретый пар. Такая конструкция

проста по устройству, не содержит таких дорогих элементов, как барабаны, коллекторы, опускные необогреваемые трубы и др.

Неравномерность распределения потока по параллельным змеевикам, а также неодинаковые условия обогрева отдельных труб приводят к так называемой температурной развертке, которая выражается в том, что отдельные змеевики начинают выдавать пар различной температуры. Для борьбы с этим явлением, как правило, устанавливают смесительные коллекторы по пути движения пароводяной смеси для выравнивания температуры по змеевикам.

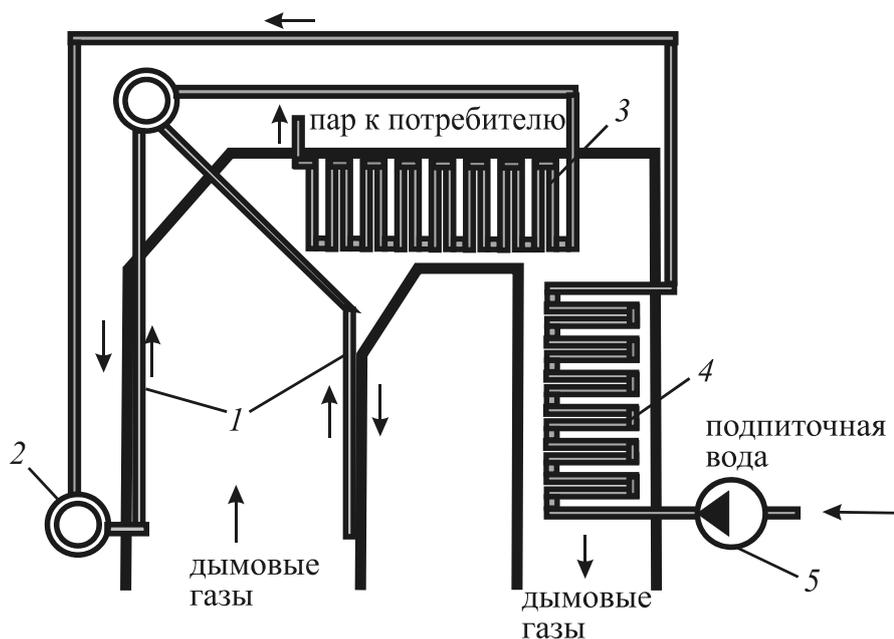


Рис. 3.7. Прямоточный котел-утилизатор:
1 – испарительная система; 2 – коллектор; 3 – пароперегреватель;
4 – экономайзер; 5 – подпиточный насос

Работа прямооточного котла характеризуется высокими требованиями к качеству питательной воды. В прямооточных бесепараторных котлах все соли, вносимые с питательной водой, либо отлагаются на стенках трубок, либо растворяются в паре и уносятся в турбину. Отложение солей происходит в основном в зоне испарения (переходной зоне). Ввиду отложения солей на внутренней стороне стенки трубки работают в тяжелых условиях.

Преимущества прямооточных котлов-утилизаторов: отсутствие барабана, меньший вес котла, простота конструкции, возможность получения критических параметров давления.

Недостатки: повышенные требования к качеству питательной воды, малая аккумулирующая способность, возможность неравномерного обогрева параллельных змеевиков, повышенный расход энергии на привод питательных насосов, неполная автоматизация.

3.2.2. Теплообменные элементы котла-утилизатора

Основными теплообменными элементами котла-утилизатора являются испарительные секции, пароперегреватель, экономайзер.

По типу теплообменной *испарительной поверхности* котлы-утилизаторы делятся:

- на конвективные с естественной и принудительной циркуляцией, работающие при температуре отходящего газа 450–1200°C;
- радиационно-конвективные с естественной циркуляцией, работающие при температуре отходящего газа 1200–1600°C.

При высоких температурах газов (более 900°C) котлы-утилизаторы снабжаются радиационными (экранными) поверхностями нагрева (рис. 3.6, *а*). При температурах газов ниже 900°C в котлах-утилизаторах используются только конвективные поверхности, т. е. целиком выполняются из змеевиков (рис. 3.6, *б*).

Испарительные радиационные секции состоят из параллельно включенных труб, покрывающих стены котла и присоединенных к коллектору.

Типы экранов делятся на газонеплотные и газоплотные (рис. 3.8).

Применение цельносварных мембранных экранов явилось оптимальным решением для обеспечения герметичности котлов, поэтому они получили всеобщее признание и распространение.

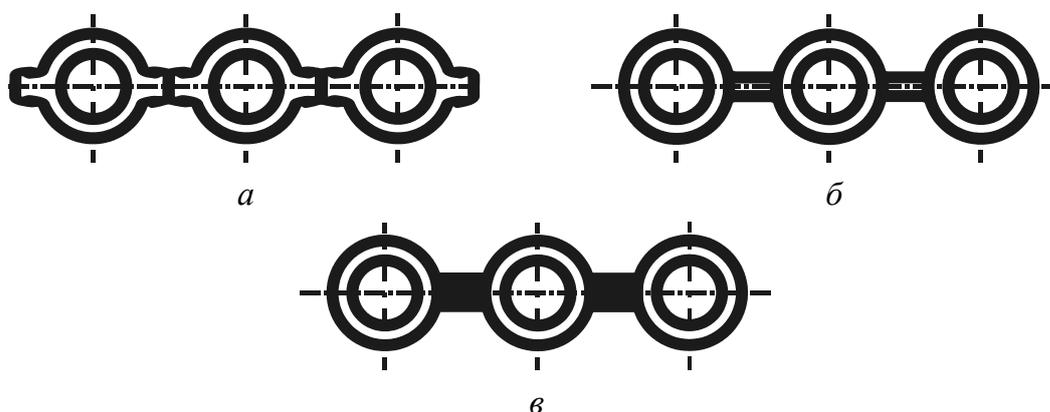


Рис. 3.8. Газоплотный экран испарительной радиационной секции: *а* – из плавниковых труб; *б* – с приварными ребрами прямоугольного сечения; *в* – с наплавкой металла между трубами

Цельносварные газоплотные (мембранные) экраны обеспечивают: полное отсутствие присосов воздуха; уменьшение тепловой инерции котельного агрегата, способствующее повышению его маневренности; сокращение на монтаже работ по сборке и, особенно, по изоляции экранов; снижение массы экранных поверхностей нагрева, а также массы и стоимости изоляционных материалов.

Пароперегреватель является одним из основных узлов современного котла-утилизатора и предназначен для перегрева пара. В современных котлах-утилизаторах для обеспечения высокого перегрева пароперегреватели размещают в области высокой температуры газа. Так, конвективный пароперегреватель размещают в начале газохода.

По расположению труб различают пароперегреватели с вертикальным расположением змеевиков и горизонтальным расположением змеевиков.

Достоинства вертикальных пароперегревателей: проще и дешевле крепление. Недостатки: накопление в нижней части солей, что может привести к пережогу труб; образование водяных пробок после остановки котла-утилизатора.

По характеру теплообмена различают пароперегреватели различных схем: прямоточные (рис 3.9, *а*); противоточные (рис 3.9, *б*); смешанного тока (рис 3.9, *в*).

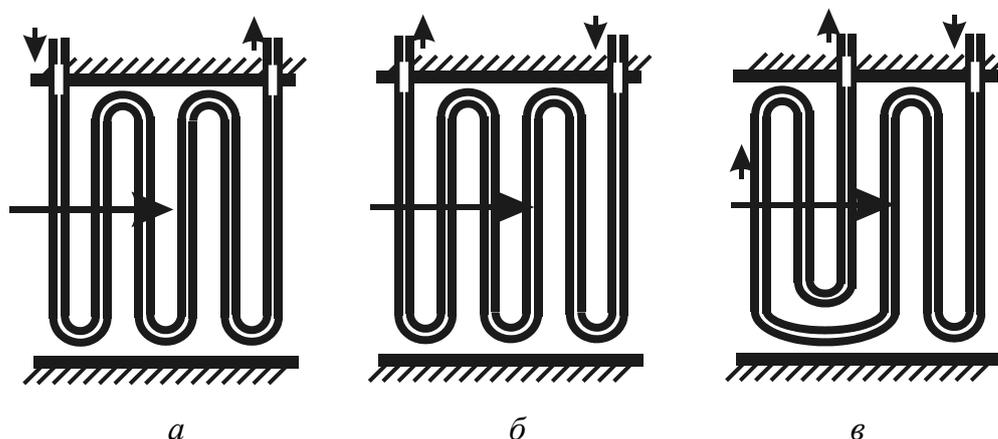


Рис. 3.9. Прямоточная (*а*), противоточная (*б*) и смешанная (*в*) схемы подключения пароперегревателя в газовый тракт

С точки зрения теплопередачи наиболее выгодна противоточная схема (рис. 3.9, *б*), так как получается более высокое значение температурного напора между дымовыми газами и паром. Однако

в противоточном перегревателе выходная часть змеевиков имеет наиболее высокие тепловые нагрузки. В результате этого температура стенки может быть такой, что потребуются применение более дорогих высоколегированных сталей. Поэтому в тех случаях, когда использование противотока приводит к значительному удорожанию поверхности нагрева (применение более дорогих сталей), используют схемы смешанного тока. Получается «спрятанная» петля (рис. 3.9, в).

В эксплуатации могут возникнуть условия, при которых температура перегретого пара будет отклоняться от допустимой. Температура перегретого пара зависит от расхода пара, температуры питательной воды, свойств продуктов сгорания, загрязнения экранных поверхностей и пароперегревателя.

Применяются следующие типы регулирования температуры перегретого пара: паровое (пароохладители поверхностного типа, впрыскивающие); газовое (рециркуляцией газов, байпасирование).

Пароохладители устанавливают (рис. 3.10): за пароперегревателем, до пароперегревателя, в рассечку.

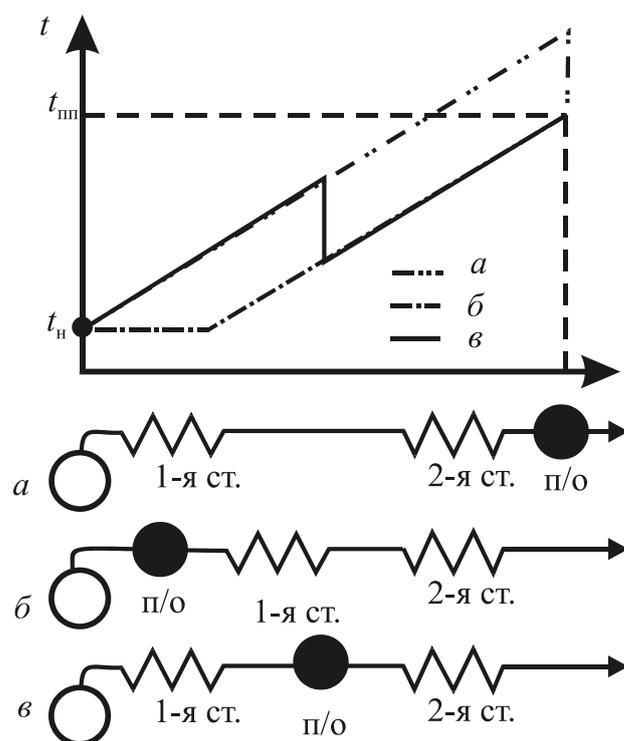


Рис. 3.10. Схемы установки пароохладителя в пароперегревателе и график изменения температуры пара:

a – за пароперегревателем;
б – до пароперегревателя; *в* – в рассечку

Регуляторы, расположенные за пароперегревателем, не защищают трубки пароперегревателя от перегрева, поэтому такой тип имеет ограниченное применение. Включение регулятора на стороне насыщенного пара позволяет защитить пароперегреватель, но при этом снижение температуры перегретого пара достигается за счет конденсации некоторого количества насыщенного пара. Это вызывает неравномерное распределение влаги по змеевикам и разверстку температуры перегрева в различных змеевиках. Наиболее разумным является включение пароохладителя между пакетами пароперегревателя (в рассечку).

Основной недостаток пароохладителей поверхностного типа – инертность, т. е. значительное запаздывание изменения температуры перегретого пара (5–7 мин) при изменении режима работы котла.

Подается вода в пароохладитель поверхностного типа, как правило, из питательной линии. Схема подключения поверхностного пароохладителя представлена на рис. 3.11.

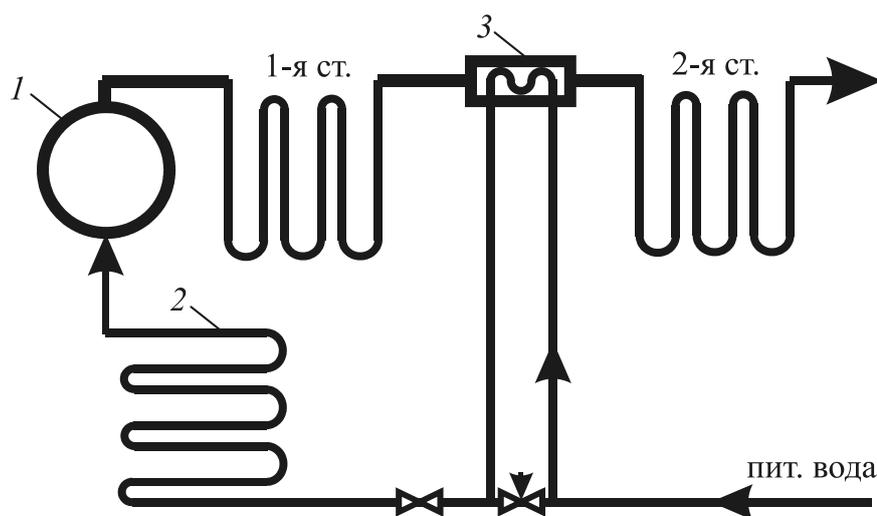


Рис. 3.11. Схема включения в пароперегреватель пароохладителя поверхностного типа:
 1 – барабан; 2 – экономайзер; 3 – пароохладитель

Во впрыскивающем пароохладителе (рис. 3.12) охлаждающая вода поступает в трубопровод пароперегревателя через ряд отверстий 5 по окружности сопла и разбрызгивается внутри рубашки, состоящей из диффузора 4 и цилиндра 2, который защищает корпус 3, имеющий высокую температуру, от попадания на него брызг воды во избежание образования трещин в металле корпуса

из-за резкого изменения температуры. Мелкораздробленные капли воды, смешиваясь с перегретым паром, нагреваются и испаряются, что приводит к охлаждению пара.

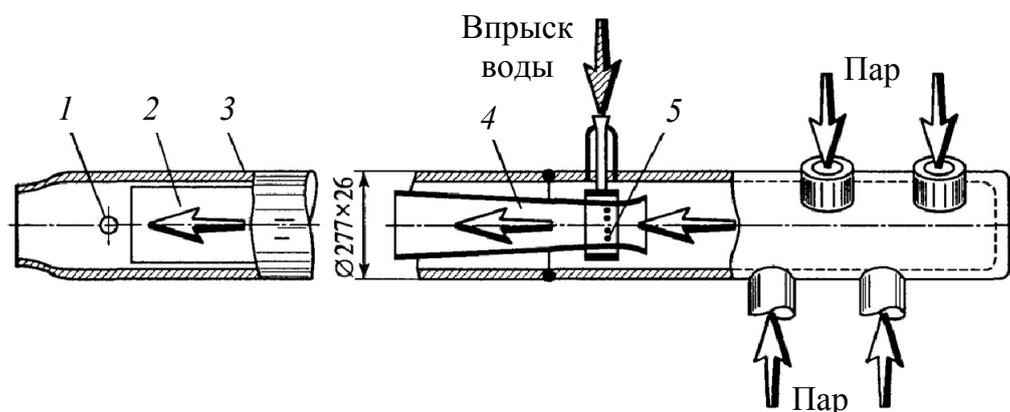


Рис. 3.12. Пароохладитель впрыскивающего типа:
 1 – термопара; 2 – цилиндр; 3 – корпус; 4 – диффузор;
 5 – отверстия для подачи воды в диффузор

Для того чтобы содержание примесей во впрыскиваемой воде не превышало содержание примесей в паре, подача воды в пароохладитель впрыскивающего типа осуществляется, как правило, из конденсатора насыщенного пара (рис. 3.13).

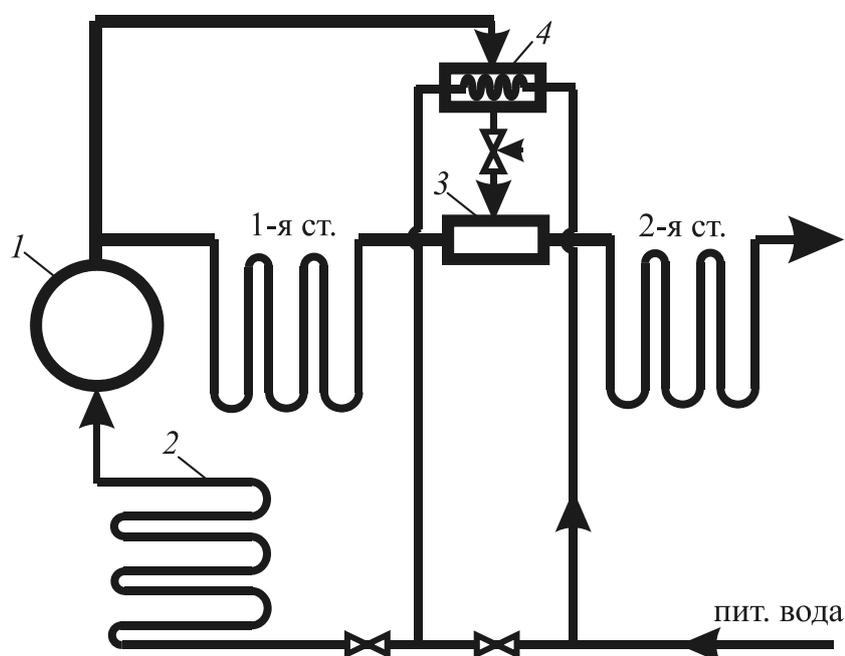


Рис. 3.13. Схема включения в пароперегреватель
 пароохладителя поверхностного типа:
 1 – барабан; 2 – экономайзер; 3 – пароохладитель; 4 – конденсатор

Газовое регулирование температуры перегретого пара получило широкое распространение за рубежом. При рециркуляции часть газов из конвективного газохода за экономайзером специальным вентилятором подается в начало газохода (рис. 3.14, а). При этом снижается температура газа перед пароперегревателем. Это уменьшает тепловосприятие последнего, а следовательно, и температуру перегрева пара. Однако при этом увеличивается расход энергии на привод дымососа. Доля рециркуляционных газов 5–25%. Достоинство этого способа – широкий диапазон регулирования.

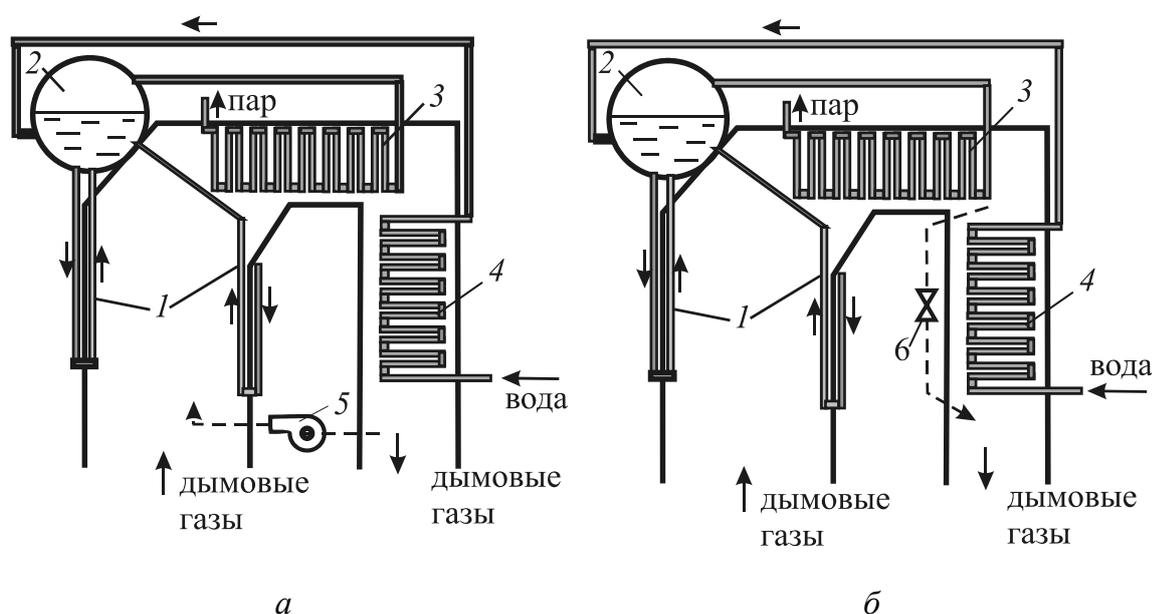


Рис. 3.14. Газовое регулирование температуры перегретого пара:
 а – рециркуляция газов, б – байпасирование;
 1 – пароперегреватель; 2 – барабан; 3 – испаритель;
 4 – экономайзер; 5 – дымосос; 6 – заслонка

Регулирование температуры перегрева путем изменения расхода газов через конвективную часть пароперегревателя может быть осуществлено за счет того, что часть газов пропускается мимо пароперегревателя через параллельный газоход (рис. 3.14, б). Недостаток этой схемы – наличие шибера, расположенного в потоке газов, имеющих высокую температуру. Шибера часто выходит из строя.

Водяные экономайзеры делятся на чугунные (ребристые и игольчатые), стальные (ребристые, плавниковые и мембранные).

Чугунные ребристые трубы имеют по краям прямоугольные фланцы (рис. 3.15), что дает возможность, набирая группу труб, ограничить газоход с двух сторон металлическими стенками.

Возможность присоса воздуха через щели между фланцами ликвидируется асбестовым шнуром, укладываемым в особые канавки, находящиеся во фланцах.

Обычно чугунный ребристый экономайзер размещается в вертикальном газоходе. Трубы располагают горизонтально. Их соединяют при помощи чугунных колен (калачей) таким образом, чтобы питательная вода могла последовательно пройти по всем трубам снизу вверх.

Движение вверх обязательно по той причине, что при нагревании из воды выделяются пузырьки растворенных ранее газов, которые должны из экономайзера удалиться. С целью надежного смывания пузырьков скорость движения воды должна быть более 0,3 м/с, а скорость газов во избежание чрезмерного засорения экономайзера с внешней стороны золой и сажой – не менее 5 м/с.

Игольчатые чугунные водяные экономайзеры мало чем отличаются от ребристых. На них вместо ребер отлиты обтекаемые иглы. Эти экономайзеры имеют меньшее сопротивление ввиду лучшей обтекаемости. Скорость в них обычно больше 10–12 м/с (по газам) и они самообдуваются.

Достоинства чугунных экономайзеров: дешевизна, стойкость к кислородной и газовой коррозии. Недостатки: боязнь гидравлических ударов (более 60 атм), громоздкость, большое количество фланцевых соединений (рис. 3.15).

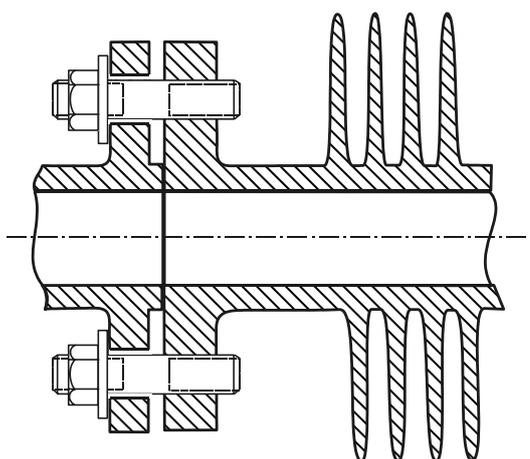


Рис. 3.15. Основной способ закрепления ребренных труб в чугунном экономайзере

Стальные экономайзеры делятся на плавниковые (приварные и вытянутые) и мембранные (рис. 3.16).

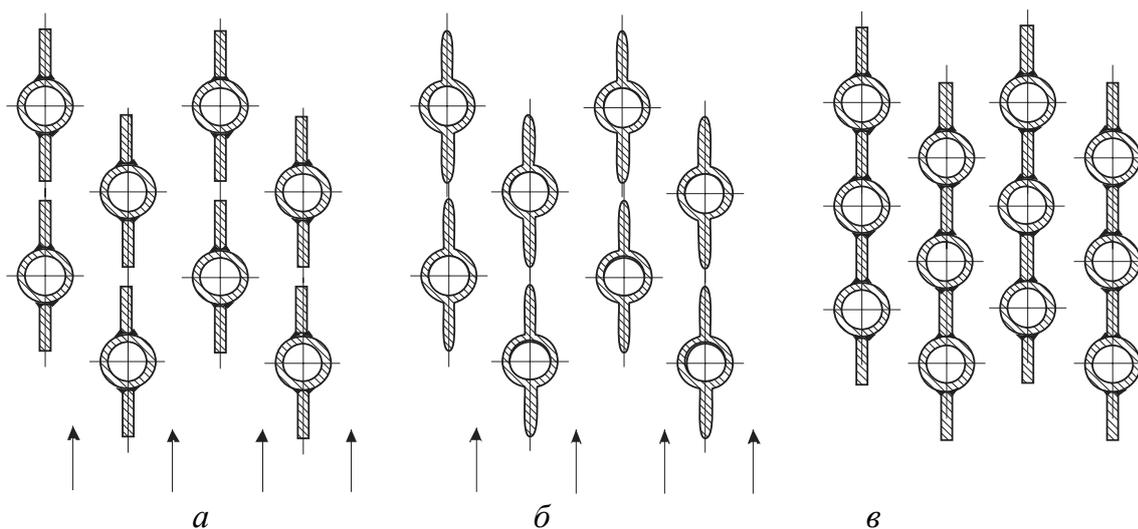


Рис. 3.16. Вид и расположение труб в экономайзере:
а – плавниковые приварные; *б* – плавниковые вытянутые;
в – мембранные

С целью интенсификации теплоотдачи и повышения компактности к гладкотрубным стальным змеевиковым экономайзерам приваривают плавники (рис. 3.16, *а*). Это повышает тепловосприятие. Объем, занимаемый поверхностью нагрева с прямоугольными плавниками, меньше объема гладкотрубной на 25–30% при одинаковом расходе энергии на тягу.

Объем мембранных экономайзеров (рис. 3.16, *в*) меньше объема гладкотрубного экономайзера на 40–50%.

Экономайзеры могут быть кипящего и некипящего типа. В экономайзерах кипящего типа допускается кипение воды с образованием пара в количестве 14–15%. Экономайзеры кипящего типа делают только стальными. Из-за условия прочности все чугунные экономайзеры некипящего типа – вода в них не догревается до кипения на 30–50°C. Наличие водяного экономайзера кипящего типа считается целесообразным, поскольку из-за простоты изготовления и более высокого температурного напора его применение выгоднее, чем испарение воды в конвективной поверхности котла.

3.2.3. Совместная работа котлов-утилизаторов с воздухоподогревателями

Тепло дымовых газов может использоваться для подогрева воздуха, подаваемого на горение в технологическую печь. При этом, так как объемный расход воздуха, подаваемого на горение, меньше

объемного расхода дымовых газов приблизительно на 30% и эффективность теплопередачи между газами низкая, воздухоподогреватель не может обеспечить эффективного использования теплоты дымовых газов. Поэтому за печью помимо воздухоподогревателя устанавливают и котел-утилизатор.

Имеются различные схемы включения воздухоподогревателя и котла-утилизатора: первичная, вторичная, комбинированная.

В первичной схеме (рис. 3.17) за технологической печью установлен воздухоподогреватель, а затем котел-утилизатор. При этом оба устройства имеют низкую тепловую эффективность: воздухоподогреватель – из-за низкого коэффициента теплоотдачи воздуха, а котел-утилизатор из-за низких температур охлажденного дымового газа, подаваемого в него. Как следствие, первичная схема обеспечивает менее эффективное использование теплоты дымовых газов. Однако данную схему применяют, когда хотят получить высокие температуры в технологической печи за счет более эффективного нагрева воздуха, подаваемого на горение.

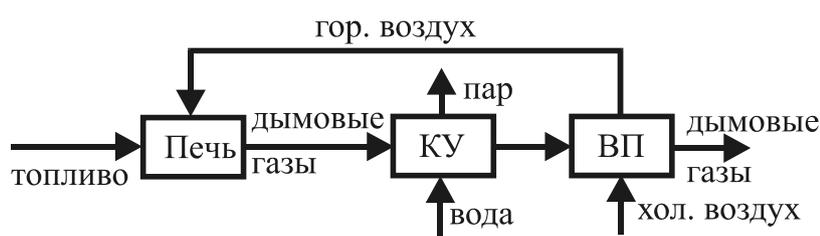


Рис. 3.17. Первичная схема включения воздухоподогревателя и котла-утилизатора

Вторичная схема (рис. 3.18) осуществляет более эффективное использование теплоты дымовых газов (более глубокое их охлаждение). Данную схему применяют, когда не требуется нагрев воздуха до высоких температур.

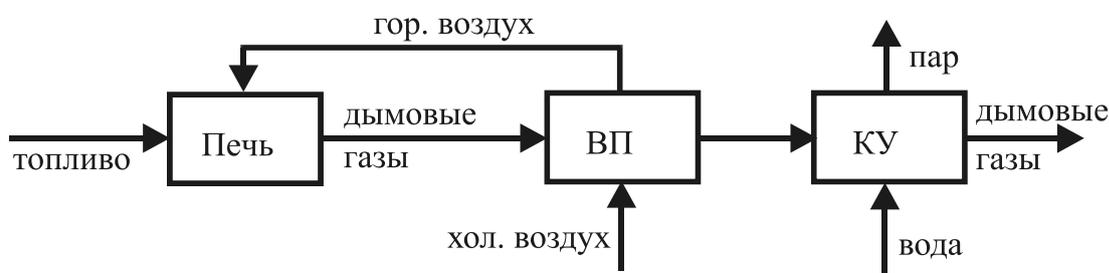


Рис. 3.18. Вторичная схема включения воздухоподогревателя и котла-утилизатора

Комбинированная схема, согласно которой установлены два воздухоподогревателя (один – за технологической печью, второй – за котлом утилизатором), более сложная (рис. 3.19), она является компромиссной между первичной и вторичной. Она позволяет обеспечить и высокую температуру подаваемого на горение воздуха, и глубокое охлаждение дымовых газов, но при этом она более затратная.

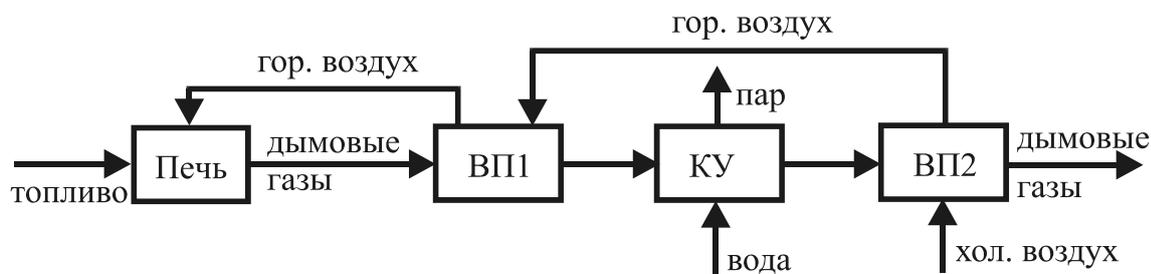


Рис. 3.19. Комбинированная схема включения воздухоподогревателя и котла-утилизатора

3.2.4. Использование энергии дымовых газов для выработки механической и электрической энергии

Теплота уходящих газов промышленных печей может быть использована газотурбинными установками, встроенными в газовый тракт (рис. 3.20) для выработки электроэнергии и подачи газа и воздуха в печь.

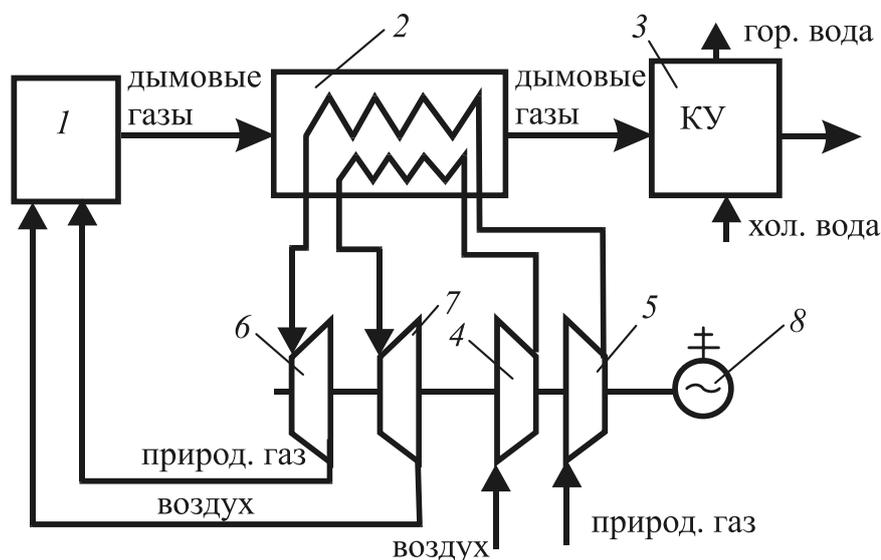


Рис. 3.20. Схема использования энергии дымовых газов для выработки электроэнергии и подачи газа и воздуха в печь:
 1 – печь; 2 – теплообменник; 3 – котел-утилизатор; 4, 5 – компрессоры; 6, 7 – газотурбины; 8 – электрический генератор

Обычно для более полного использования теплоты уходящих газов за теплообменниками 2 газотурбинных установок размещается котел-утилизатор 3, поскольку температура дымовых газов еще достаточно высока (~450–500°C). Компрессоры 4 и 5 подают в теплообменник 2 природный газ и воздух, где они нагреваются за счет теплоты уходящих газов. Затем нагретые газ и воздух поступают на турбины 6 и 7, приводящие в действие компрессоры и электрогенератор 8. Таким образом, комплексно решается проблема подачи топлива и воздуха в печь 1 с одновременной выработкой энергии за счет утилизации тепловых ВЭР.

3.2.5. Химическая регенерация теплоты отходящих газов

Одним из способов использования теплоты дымовых газов является термохимическая переработка углеводородных газов.

Из процессов термохимической переработки, применяемых в промышленности, наибольшее распространение получила паровая конверсия природного газа, которая описывается следующими реакциями:



Схема термохимической регенерации природного газа представлена на рис. 3.21.

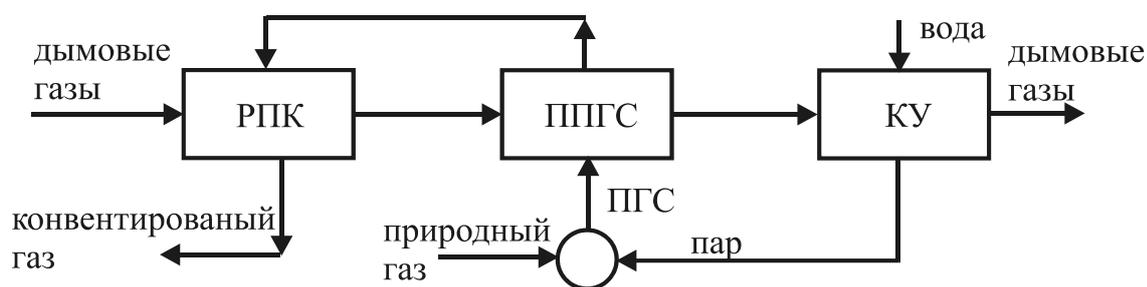


Рис. 3.21. Схема системы термохимической регенерации

Система состоит из реактора паровой конверсии (РПК), подогревателя парогазовой смеси (ППГС) и котла-утилизатора (КУ). Высокотемпературные дымовые газы поступают в реактор паровой

конверсии, затем в подогреватель парогазовой смеси и котле-утилизатор. В котле-утилизаторе под воздействием теплоты дымовых газов из воды образуется пар, который смешивается с природным газом, и полученная смесь поступает в подогреватель парогазовой смеси.

Подогретая смесь пара и природного газа поступает в реактор паровой конверсии, где под воздействием теплоты дымового газа происходят представленные выше химические реакции. Поскольку основные реакции идут с потреблением тепла, то полученный конвертированный газ имеет большую теплоту сгорания, чем у природного газа. Конвертированный газ может быть направлен на сжигание в технологическую печь. Таким образом, достигается снижение потребления первичного топлива, требуемого для работы печи.

3.3. Утилизация среднепотенциальных тепловых вторичных энергетических ресурсов

К среднепотенциальным тепловым ВЭР относят отработанный пар низкого давления, загрязненные технологические стоки (например, продувка котлов); рабочий теплоноситель систем охлаждения; промежуточную и конечную продукцию, подвергшуюся тепловой обработке.

3.3.1. Использование теплоты отработанного пара

Отработанный пар – это пар, прошедший через технологическое оборудование (например, кузнечно-прессовое или автоклав) и имеющий давление 0,15–0,25 МПа. В большинстве случаев отработанный пар имеет низкое давление, загрязнен химическими и механическими примесями, и при переменных нагрузках производственных агрегатов образуются прерывистые потоки пара.

В общем случае существуют три основных направления использования отработанного пара: для теплоснабжения, выработки электроэнергии, выработки электроэнергии и теплоснабжения. После механической очистки от масла и других примесей отрабо-

таный пар должен использоваться в первую очередь для соответствующего покрытия отопительно-вентиляционных, бытовых и других тепловых нагрузок (рис. 3.22). При значительных колебаниях расхода отработанного пара предусматривают установку пароводяных аккумуляторов.

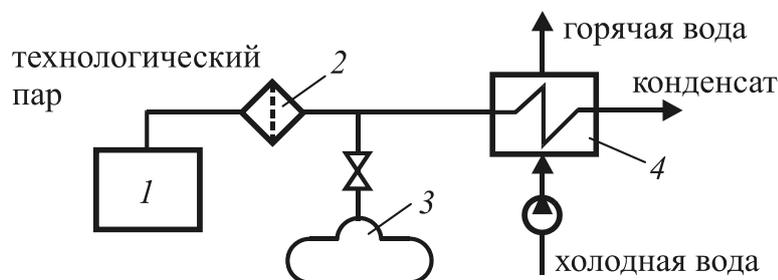


Рис. 3.22. Схема использования отработанного пара для подогрева воды:

1 – технологический агрегат; 2 – фильтр; 3 – аккумулятор;
4 – поверхностный теплообменник

Для экономичной работы теплообменных аппаратов, в которых происходит конденсация греющего пара, необходима его полная конденсация.

При неполной конденсации греющего пара или вскипании конденсата образуется пролетный пар, который нежелателен, так как повышает потери теплоты (не участвует в теплообменном процессе теплота конденсации пара) и увеличивает гидравлическое сопротивление теплообменника (увеличивается объемный расход и скорость потока). При температуре кипения 140°C и образовании 1% пролетного пара от массы конденсата, объем пара будет в 17,3 раза больше объема конденсата, что приведет к аналогичному увеличению скорости потока.

Если допускают технологические условия теплообмена, то желательным является некоторое переохлаждение конденсата в теплообменнике (рис. 3.23, а), с тем чтобы избежать самовскипания его в трубопроводах и сборных конденсатных баках.

Существует несколько схем эффективного использования теплоты конденсата: повторное использование теплоты вторичного пара в инжекторе (рис. 3.23, б), охлаждение вторичного пара в конденсаторе (рис. 3.23, в). Однако, как правило, оптимальным является установка конденсатоотводчика (рис. 3.23, г) для удаления из теплообменного аппарата конденсата без пропуска пара.

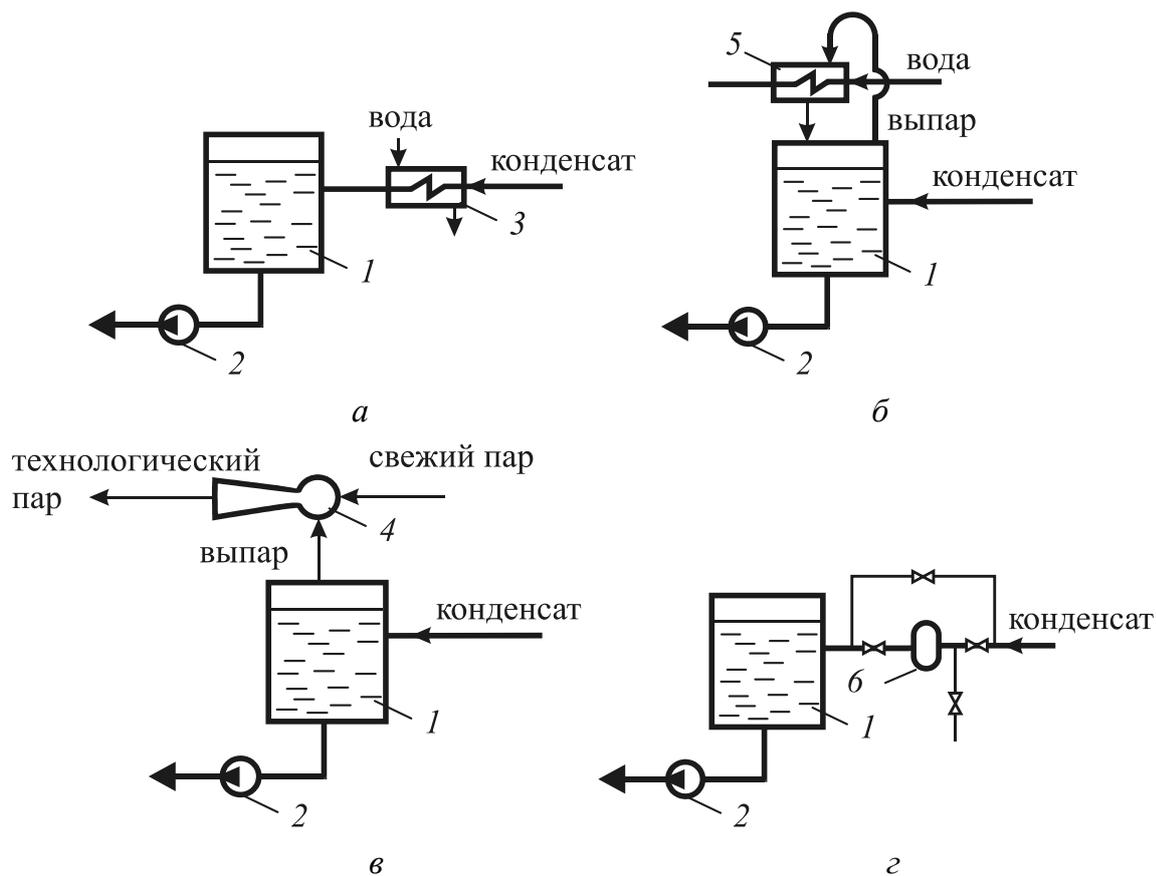


Рис. 3.23. Принципиальные схемы утилизации теплоты конденсата и пара вторичного вскипания:

1 – конденсатный бак; 2 – насос; 3 – охладитель конденсата;
4 – инжектор; 5 – конденсатор; б – конденсатоотводчик

3.3.2. Использование теплоты загрязненных стоков

Утилизацию теплоты загрязненных стоков осуществляют в аппаратах мгновенного вскипания, в которых поддерживается давление, соответствующее температуре насыщения, которая на 5–10°С ниже температуры загрязненной жидкости. Горячая загрязненная жидкость поступает в камеру 1 (рис. 3.24), где за счет скрытой теплоты парообразования происходит вскипание.

Образовавшийся пар поднимается вверх, где располагается конденсатор 2 – охладитель пара. В трубное пространство конденсатора аппарата может поступать любая среда, которую необходимо подогреть. Полученный на внешней теплообменной поверхности конденсат стекает в поддон 3 и удаляется для дальнейшего использования. Соли и шламы, содержащиеся в исходной горячей жидкости, практически не попадают на трубы конденсатора, тем самым обеспечивается надежная работа аппарата.

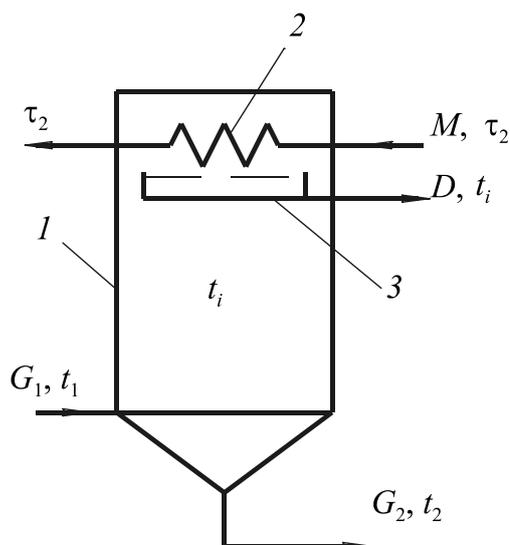


Рис. 3.24. Аппарат мгновенного вскипания:
 1 – корпус аппарата; 2 – теплообменные поверхности;
 3 – поддон для сбора конденсата

Тепловой баланс аппарата мгновенного вскипания имеет вид

$$G_1 t_1 c_p + M \tau_1 c_B = M \tau_2 + D c_B t_H + G_2 c_p t_2,$$

где G_1 и G_2 – расход раствора на входе и выходе из аппарата, кг/с; M – расход нагреваемой воды, кг/с; c_p и c_B – теплоемкости раствора и воды, Дж/(кг·°C); t_1 и t_2 – температуры раствора на входе и на выходе из аппарата, °C; τ_1 и τ_2 – начальная и конечная температуры подогрева воды, °C; t_H – температура насыщения при давлении в аппарате, °C.

Количество теплоты, воспринятое охлаждающей водой, равно количеству теплоты, которое отдал сконденсировавшийся пар поверхностями:

$$Q = Dr = M c_B (\tau_2 - \tau_1),$$

где D – расход конденсата, кг/с; r – теплота парообразования при давлении в аппарате, Дж/кг.

То же самое количество теплоты воспринято теплообменными поверхностями:

$$Q = kF \Delta t,$$

где k – коэффициент теплопередачи (принимается в диапазоне 900–1000 Вт/(м²·К); F – площадь поверхности теплообмена, м²; $\Delta t = t_H - (t'' + t') / 2$ – температурный напор, °C.

Расходы раствора и конденсата связаны между собой уравнением материального баланса:

$$D = G_1 - G_2.$$

В установке, состоящей из нескольких аппаратов мгновенного вскипания (рис. 3.25), в которых загрязненная жидкость последовательно охлаждается на 5–10°C, можно подогреть воду в конденсаторе до температуры, близкой к начальной температуре раствора.

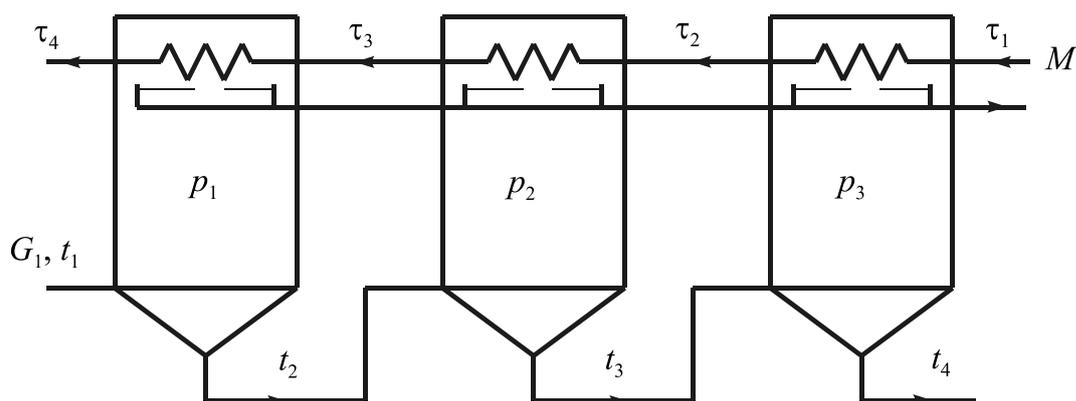


Рис. 3.25. Последовательное включение аппаратов мгновенного вскипания

Широкое применение аппараты мгновенного вскипания нашли при использовании удаляемой из барабана и коллекторов котла загрязненной шламом воды. При неиспользовании тепловой энергии непрерывной продувки с расходом 0,01 от расхода котла увеличение потребления топлива составит примерно на 0,35%. Для использования тепловой энергии непрерывной продувки устанавливают сепаратор (аппарат мгновенного вскипания) и теплообменник (рис. 3.26). Тогда экономия условного топлива, т у. т. на каждую тонну выработанного пара составит:

$$\frac{\Delta B}{D} = P \frac{[\beta(h_c'' - h_{c.B}) + (1 - \beta)(h_c' - h_{\text{охл}})]}{29,33 \cdot 10^5 \eta},$$

где P – процент продувки; β – доля сепарированного пара, которая рассчитывается по выражению

$$\beta = \frac{h' - h_c'}{h_c'' - h_c'}$$

h_c'' – удельная энтальпия сепарированного пара, кДж/кг; h_c' – удельная энтальпия сепарированной воды, кДж/кг; $h_{c.в}$ – удельная энтальпия сырой воды, идущей на подогрев в теплообменник, кДж/кг; $h_{охл}$ – удельная энтальпия охлажденного конденсата, кДж/кг; η – КПД котлоагрегата; h' – энтальпия продувочной воды, кДж/кг.

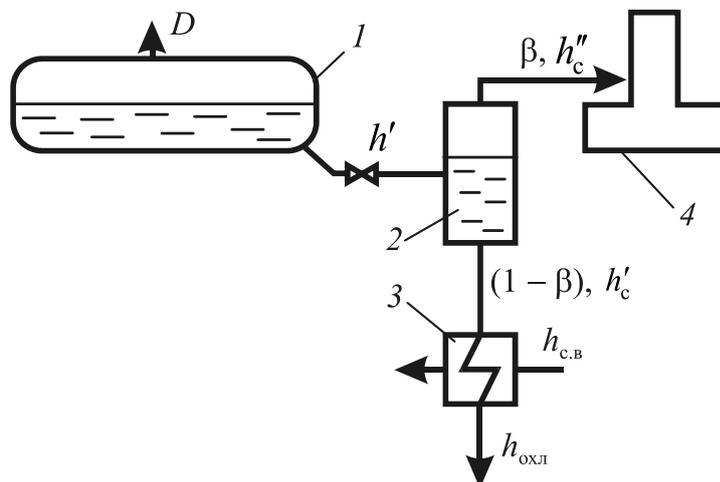


Рис. 3.26. Схема установки сепаратора и охладителя непрерывной продувки:

- 1 – барабан котла; 2 – сепаратор непрерывной продувки;
3 – теплообменник-охладитель сепарированной воды;
4 – деаэратор

Степень использования теплоты продувочной воды может быть охарактеризована коэффициентом использования φ . При установке сепаратора и теплообменника φ определяется по формуле

$$\varphi = \frac{\beta(h_c'' - h_{c.в}) + (1 - \beta)(h_c' - h_{охл})}{h' - h_{c.в}}$$

Если установлен только сепаратор, то в формуле принимают $h_{охл} \approx h_c'$, т. е. второй член в числителе равен нулю.

3.3.3. Использование теплоты вторичного вскипания

Вторичный пар получают либо в установках вторичного вскипания, либо в выпарных установках. Выпаривание представляет собой термический процесс кипения раствора с выделением паров растворителей и концентрацией в аппарате растворимого нелетучего вещества.

Выпаривание впервые получило промышленное применение в производстве сахара, а в дальнейшем – в химической промышленности. При этом в технологических процессах разных отраслей промышленности выпариваются преимущественно водные растворы различных нелетучих веществ, а в качестве греющего теплоносителя применяют водяной пар. Во всех конструкциях выпарных аппаратов для облегчения очистки поверхности нагрева от накипеобразования пар поступает в межтрубное пространство, а раствор подогревается и кипит в трубках.

Если пар, образующийся из раствора (вторичный пар одного выпарного аппарата), направить в греющую камеру другого выпарного аппарата и поддерживать во втором аппарате такое давление, чтобы температура этого пара была больше температуры кипения раствора во втором аппарате, то в нем тоже может происходить выпаривание, как и в первом аппарате. Совокупность нескольких выпарных аппаратов, в которых вторичный пар из каждого предыдущего аппарата направляется в греющую камеру последующего, называется многокорпусной выпарной установкой.

Многокорпусные установки позволяют значительно сократить расход первичного пара. Приблизительный удельный расход первичного пара в многокорпусной установке составляет, кг/кг:

$$G_{п.п} = 1 / (0,85n),$$

где n – количество корпусов.

Из-за технико-экономических соображений наибольшее распространение получили трех- и четырехкорпусные выпарные установки.

Применяемые схемы многокорпусных выпарных установок: прямоточные, противоточные, с параллельным питанием.

В схеме прямоточной выпарной установки (рис. 3.27, *a*) греющий пар, вторичный пар и раствор двигаются в одном направлении. Раствор переходит из одного корпуса в другой благодаря разности давлений в корпусах.

Прямоточные выпарные установки по сравнению с противоточными имеют меньший расход пара и электроэнергии на привод насосов, а также незначительные потери теплоты с концентрированным раствором, уходящим из установки с наименьшей температурой.

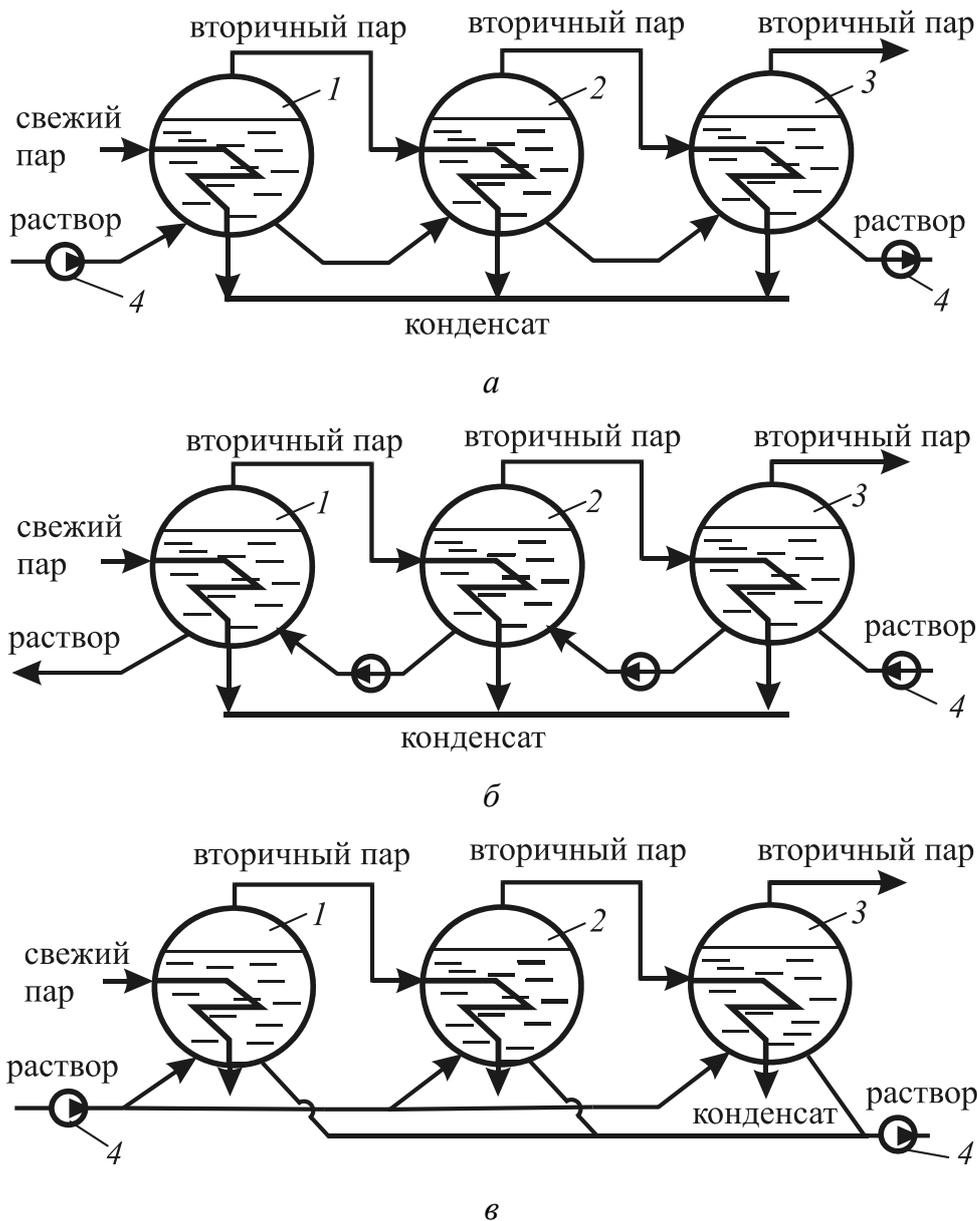


Рис. 3.27. Трехкорпусные выпарные установки:
а – прямоточная; *б* – противоточная; *в* – с параллельным питанием;
 1, 2, 3 – выпарные корпуса; 4 – насосы перекачки выпариваемого раствора

В схеме противоточной выпарной установки (рис. 3.27, *б*) слабый раствор подается в последний корпус, затем в последующие при помощи насосов, установленных между аппаратами, и проходит последовательно через все корпуса к первому.

Противоточные установки применяются для выпаривания вязких растворов, которые в последних корпусах (т. е. при низких температурах и высоких концентрациях раствора) становятся настолько вязкими, что плохо продвигаются по трубопроводам. При этом

в противоточной установке достигаются более высокие коэффициенты теплопередачи, что приводит к уменьшению поверхности нагрева.

Выпарные установки с параллельным питанием (рис. 3.27, в) применяются при выпарке кристаллизующихся (насыщенных) растворов, в которых удаление небольших количеств воды из раствора вызывает выпадение кристаллов. Если такие растворы упаривать в прямоточной или противоточной по раствору установке, то интенсивно образующиеся при выпаривании кристаллы неизбежно будут забивать трубопроводы и арматуру.

3.3.4. Использование теплоты рабочих сред систем охлаждения

В высокотемпературных установках многие конструктивные элементы находятся в зонах высоких температур, и надежная их работа обеспечивается системами принудительного охлаждения. Различают водяное и испарительное охлаждение.

Водяное охлаждение осуществляется либо по проточной (рис. 3.28, а), либо по оборотной (рис. 3.28, б) схемам. Температура воды на выходе не должна превышать $\sim 40^\circ\text{C}$ из-за опасности образования накипи.

Необходимо отметить следующие недостатки водяного охлаждения:

- 1) низкая температура охлаждающей воды исключает возможность использования теплоты, уносимой водой (воду сбрасывают в канализацию либо охлаждают в градирнях);
- 2) незначительный нагрев воды (на $10\text{--}15^\circ\text{C}$) требует очень большого ее расхода, до 500 т/ч на один агрегат.

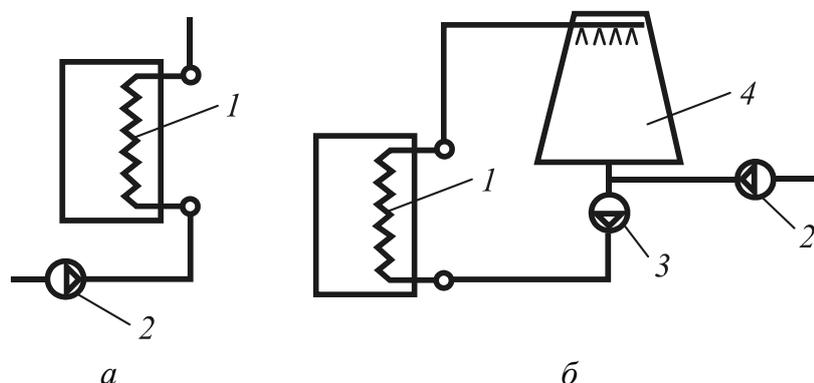


Рис. 3.28. Схемы водяного охлаждения конструктивных элементов:
1 – теплообменная поверхность; 2 – подпиточный насос;
3 – циркуляционный насос; 4 – градирня

Сущность испарительного охлаждения (рис. 3.29) заключается в охлаждении конструктивных элементов печей химически очищенной водой, причем отводимая от конструктивных элементов теплота затрачивается на испарение воды.

Охлаждаемые элементы присоединены двумя трубами к барабану-сепаратору, в котором пар отделяется от воды. Возможно применение естественной и принудительной циркуляции воды. Отводимая теплота используется на производство пара в количестве, кг/с,

$$D = \frac{Q}{h'' - h_{п.в}},$$

где Q – отводимое количество теплоты; h'' и $h_{п.в}$ – энтальпия насыщенного пара и питательной воды, кДж/кг.

Испарительное охлаждение по сравнению с водяным обеспечивает уменьшение расхода воды и позволяет полезно использовать теплоту, отведенную от агрегата. Однако для исключения перегрева охлаждаемых поверхностей необходимо уменьшить образование накипи, что требует предварительной обработки теплоносителя в системе химводоподготовки.

Температура $t_{ст}$ охлаждаемой стенки (рис. 3.30) определяется как

$$t_{ст} = t_{ж} + q_{п} \left(\frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta_{м}}{\lambda_{м}} + \frac{\delta_{н}}{\lambda_{н}} \right),$$

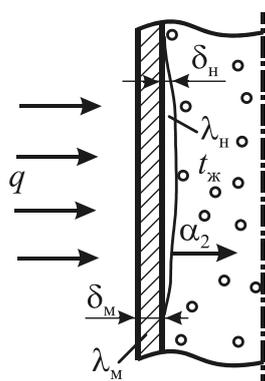


Рис. 3.30. Влияние накипи на эффективность испарительного охлаждения

где $t_{ж}$ – температура теплоносителя, °С; $q_{п}$ – удельный, отведенный от агрегата тепловой поток, Вт/м²; α_2 – коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к теплообменной поверхности, Вт/(м²·°С); $\delta_{м}$, $\delta_{н}$ – толщина поверхности теплообмена и накипи, м; $\lambda_{м}$, $\lambda_{н}$ – коэффициент теплопроводности поверхности теплообмена и накипи, Вт/(м·°С).

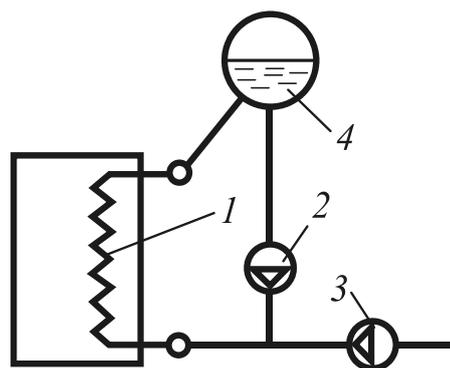


Рис. 3.29. Схема испарительного охлаждения:
1 – теплообменная поверхность;
2 – циркуляционный насос;
3 – подпиточный насос;
4 – барабан

3.3.5. Использование теплоты технологических продуктов

Утилизацию теплоты технологического продукта можно производить теплоносителем:

1) газом – воздухом (в случае если воздух может вступать в окислительную реакцию с продуктом, то нейтральным газом, например азотом);

2) жидкостью – водой (радиационным или конвективным способом).

Рассмотрим использование теплоты кокса, выходящего из коксовой печи с температурой 1000–1100°C. В тепловом балансе коксовой печи физическая теплота горячего кокса составляет около 50%. При сухом тушении кокса его физическая теплота полезно используется для получения водяного пара.

Принципиальная схема для сухого тушения кокса показана на рис. 3.31.

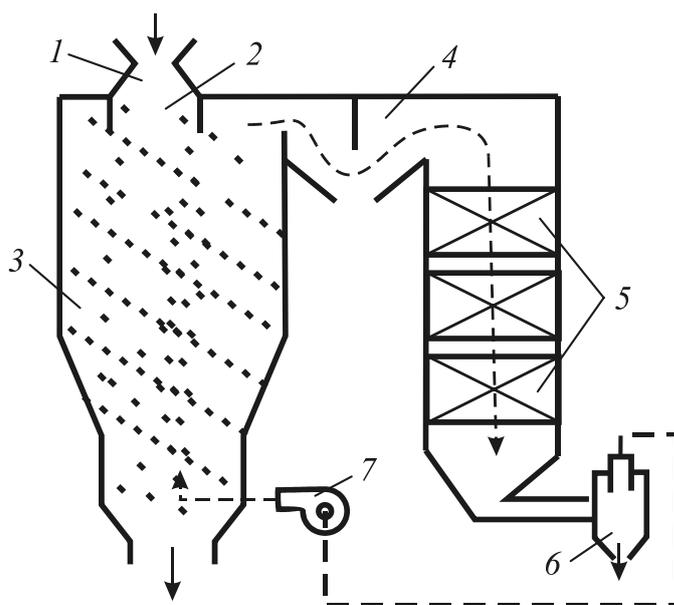


Рис. 3.31. Принципиальная схема сухого тушения кокса:

- 1 – загрузочное устройство; 2 – форкамера; 3 – тушильная камера;
4 – пылесадительный бункер; 5 – котел;
6 – пылеулавливающий циклон; 7 – дымосос

Горячий кокс транспортируется к загрузочному устройству 1 тушильной камеры 3 и поступает в него через форкамеру 2 – аккумулятор горячего кокса. Назначение форкамеры – обеспечение непрерывной работы установки при периодической подаче горя-

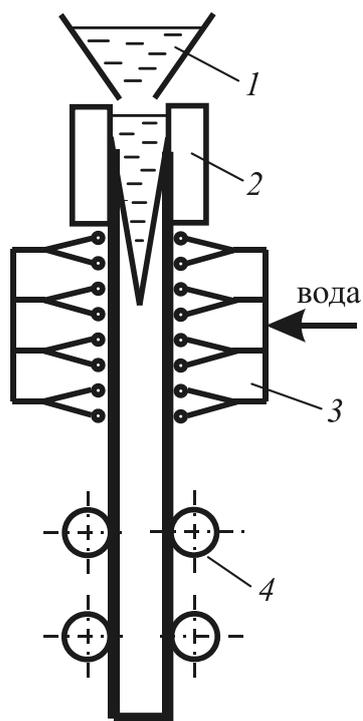


Рис. 3.33. Схема использования теплоты кристаллизации жидкой стали:
 1 – ковш; 2 – кристаллизатор;
 3 – оросительные холодильники; 4 – механизм вытягивания заготовок

При утилизации теплоты воздухом полученный нагретый воздух можно использовать в системе воздушного отопления, системе горения топлива. Греть воздухом жидкий теплоноситель, как правило, нецелесообразно.

Жидкая сталь из сталеплавильных агрегатов уносит около 1300 кДж/кг теплоты. В случае охлаждения слитков в изложницах до температуры окружающей среды теплота эта полностью теряется. Возможность использования теплоты жидкой стали (800–900°C) открывается при непрерывной разливке стали с охлаждаемыми кристаллизаторами с применением испарительного охлаждения (рис. 3.33). При этом на 1 кг стали можно получить около 220 кг пара.

На металлургических заводах прокатные заготовки после обжимных станов имеют температуру около 1000°C. На рис. 3.34 показана

схема выработки пара с использованием теплоты заготовок. Первая ступень охлаждения заготовок (1000–700°C) осуществляется в камере радиационного охлаждения (КРО), где установлена радиационная трубчатая система, в которой вырабатывается пар давлением 1,8 МПа. В КРО отводится около 40% теплоты, содержащейся в заготовках. В камере дополнительного охлаждения (КДО) охлаждение заготовок (700–130°C) осуществляется опрыскиванием их водой. При этом также может быть получен пар.

Достоинство радиационного способа – получение чистого теплоносителя; недостаток – низкая эффективность (применяется при температурах технологического продукта выше 500°C).

Достоинство конвективного способа – высокая эффективность; недостаток – технологические ограничения, получение грязного теплоносителя.

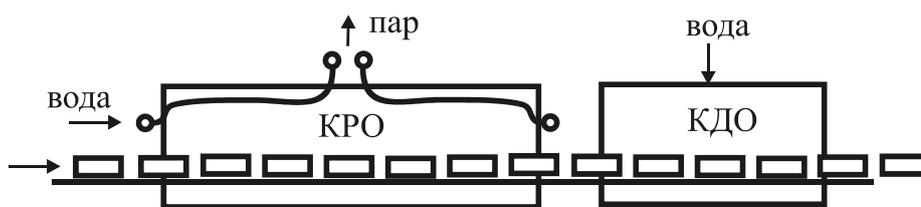


Рис. 3.34. Схема использования теплоты заготовок

Потери теплоты технологическими агрегатами от излучения в окружающую среду и наружного охлаждения составляют 1–25%. Возможная схема использования теплоты, излучаемой корпусом агрегата, на примере вращающейся цементной печи показана на рис. 3.35.

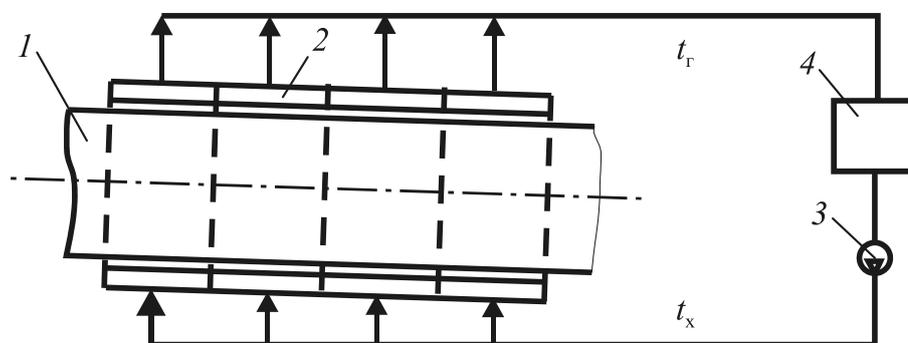


Рис. 3.35. Схема использования теплоты излучения и наружного охлаждения:

1 – корпус вращающейся печи; 2 – кольцеобразные экранирующие теплообменники; 3 – насос; 4 – потребители теплоты

Для использования излучаемой теплоты применяются неподвижные кольцеобразные экранирующие теплообменники 2, устанавливаемые по длине печи 1. Теплота, теряемая печью, воспринимается циркулирующей в теплообменниках химически очищенной водой, используемой в системе теплоснабжения предприятия.

Применение теплоиспользующих теплообменников приводит к снижению температуры корпуса вращающейся печи на 70–150°C, что способствует уменьшению его деформации, снижению осевых усилий на опоры, улучшает условия образования обмазки в печи и повышает стойкость футеровки. Для цементной печи 5×185 м тепловая мощность теплоиспользующей установки составляет 12,5–14,6 ГДж/ч и дает экономию топлива около 5600 т у. т/год.

4. ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ



Для промышленных предприятий наиболее характерным ВЭР избыточного давления является газ (как правило, пар) с давлением больше атмосферного. При этом возможны следующие варианты проблем, ограничивающие возможность использования газа для технологических нужд:

- 1) давление газа больше требуемого;
- 2) давление газа меньше требуемого.

В первом варианте потенциальная энергия избыточного давления может использоваться системами преобразования энергии давления:

- турбинами (преобразование потенциальной энергии давления в механическую);
- вихревыми трубами (преобразование потенциальной энергии давления в тепловую);
- волновыми детандер-компрессорами (передача потенциальной энергии давления от одной среды к другой).

Во втором варианте могут применяться устройства повышения давления газа.

4.1. Утилизация паровыми турбинами

4.1.1. Принцип работы турбины

Турбина – это двигатель непрерывного действия, в лопаточном аппарате которого потенциальная энергия сжатого газа совершает механическую работу на валу. В отличие от поршневого двигателя, турбина использует не потенциальную, а кинетическую энергию газа.

Турбина (ступень турбины) состоит из двух основных элементов: ротора с лопатками (подвижная часть), статора с соплами (неподвижная часть). Перед каждым диском с рабочими лопатками

укреплен сопловой аппарат, состоящий из нескольких неподвижных сопел, закрепленных в корпусе (рис. 4.1). Основным условием работы турбины является наличие разности давлений – перед сопловым аппаратом и за рабочими лопатками. В проточной части происходит двойное преобразование энергии рабочего вещества:

1) в соплах потенциальная энергия пара или газа превращается в кинетическую (на выходе из сопел скорость потока составляет несколько сотен метров в секунду);

2) на рабочих лопатках кинетическая энергия потока непосредственно превращается в механическую работу вращения вала турбины (скорость вращения, как правило, составляет несколько тысяч оборотов в минуту).

Для увеличения мощности турбины при умеренной частоте вращения вала применяют многоступенчатые конструкции (рис. 4.1), в которых расширение газа осуществляется в ряде последовательно расположенных ступеней.

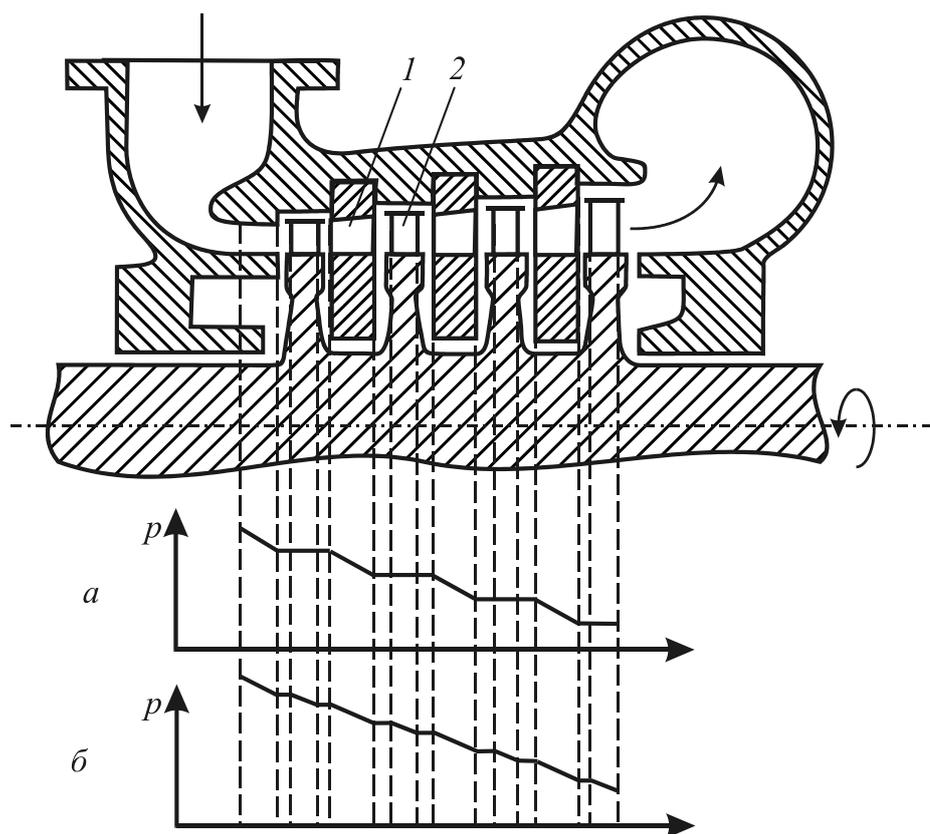


Рис. 4.1. Четырехступенчатая осевая турбина и график изменения давления потока в ней:
a – активный вариант; *б* – активно-реактивный вариант;
 1 – сопло; 2 – рабочая лопатка

По принципу действия турбины делятся на активные, активно-реактивные.

В активных турбинах расширение пара происходит в конических неподвижных соплах, а полученную струю направляют на рабочие лопатки. В активно-реактивных турбинах расширение газа осуществляется не только в каналах неподвижных (направляющих) лопаток, но и между подвижными (рабочими) лопатками. Характер изменения давления потока представлен на рис. 4.1, *а* (активная турбина) и рис. 4.1, *б* (активно-реактивная турбина).

Турбина по сравнению с поршневой машиной быстроходная, компактная, легкая, экономичная, уравновешенная. Недостатки турбины: высокие инерционность (долгое время пуска) и стоимость, дорогостоящий ремонт.

По направлению потока рабочей среды турбины делятся на осевые и радиальные. В турбинах осевого типа генеральное направление движения рабочего тела совпадает с направлением оси ротора. К турбинам такого типа относятся все выше-рассмотренные конструкции, и это самый распространенный вариант паровых турбин, используемых для привода электрогенераторов.

В турбинах радиального типа генеральное направление движения рабочего потока осуществляется в радиальном направлении: либо из района оси ротора к периферии дисков, либо наоборот – от периферии в район оси.

В первом варианте турбина с единой проточной частью имеет два диска, насаженных на отдельные валы и вращающихся в разные стороны. Соответственно, единый турбоагрегат имеет два электрогенератора. В турбине нет неподвижных направляющих аппаратов; все расширение рабочего вещества происходит на рабочих лопатках.

Второй вариант радиальной турбины (центростремительный) показан на рис. 4.2.

Рабочее тело подводится к диску через сопловой аппарат, расположенный по периферии, и после взаимодействия с рабочими перегородками, на диске, отводится вдоль оси. Главным преимуществом радиальных машин перед осевыми является большой перепад давления, срабатываемый в одной ступени. Поэтому расширительные турбины обычно удается сделать одноступенчатыми, что упрощает конструкцию.

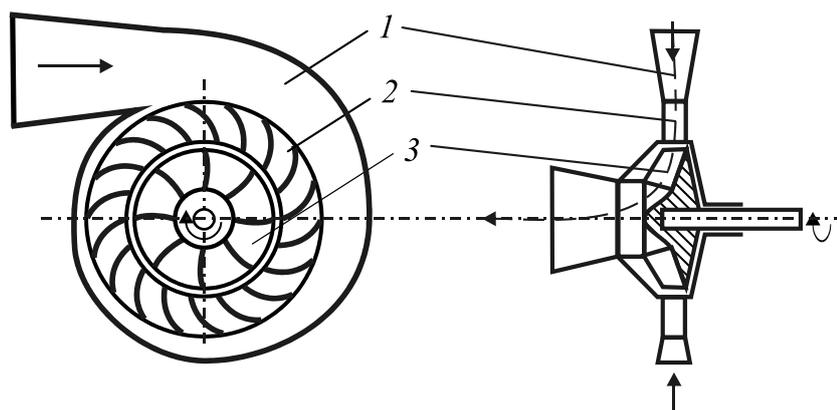


Рис. 4.2. Схема радиальной одноступенчатой реактивной турбины:

1 – спиральный подвод потока;
2 – направляющий аппарат; 3 – рабочее колесо

Одноступенчатые радиальные расширительные машины имеют производительность от 0,03 до 15 кг/с, отношение начального давления к конечному от 4 до 30, широко применяются для систем глубокого охлаждения газов.

4.1.2. Использование энергии избыточного давления острого пара

В настоящее время в подавляющем большинстве котельных с паровыми котлами дросселируют свежий пар давлением 1,3 МПа (и выше) до давления 0,3–0,6 МПа. При этом потенциальная энергия давления пара безвозвратно теряется. Установленные в таких местах паровые противодавленческие турбины позволили бы использовать ее для выработки механической (электрической) энергии, расходуемой в первую очередь на покрытие собственных нужд предприятия.

По предварительным расчетам на белорусских котельных потери мощности с дросселированием составляют около 240 МВт – около 4% установленной мощности всей энергосистемы.

Схема подключения турбины с противодавлением показана на рис. 4.3, а. Пар с начальными параметрами p_0 , t_0 подводится из котла 1 в турбину 3, где расширяется до давления пара $p_n = 0,4–1,8$ МПа для промышленных целей. Если в часы максимальных тепловых нагрузок расход пара, необходимый потребителю, превышает максимальную пропускную способность турбины, то к потребителю поступает дополнительно пар из редуционно-охладительной установки (РОУ) 2. Эта установка также позволяет снабжать потребителя паром в период остановов турбин.

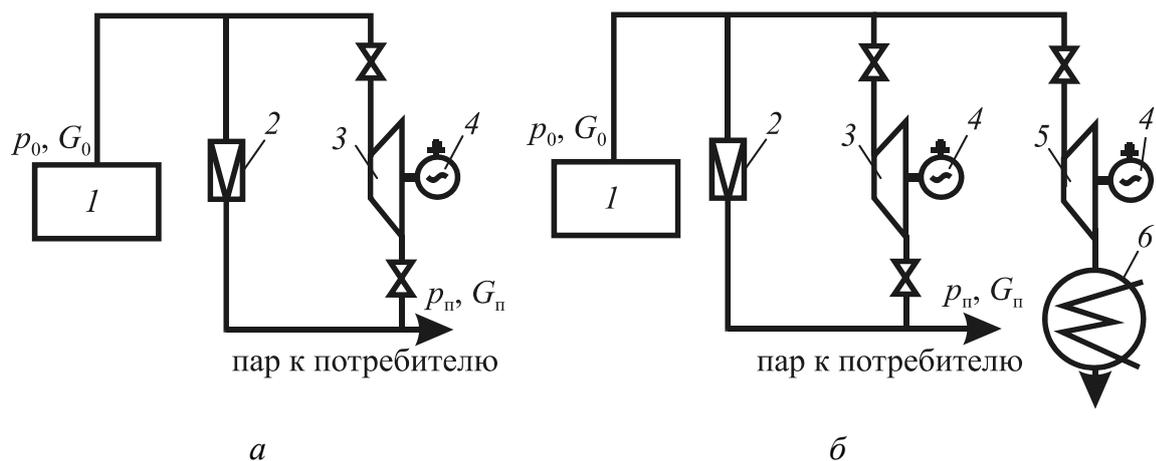


Рис. 4.3. Схема подключения противоавлаенческой турбогенераторной установки к паропроводам котельной:
 1 – паровой котел; 2 – редукионно-охладиельная установка;
 3 – турбина с противоавлаением; 4 – генератор;
 5 – конденсационная турбина

Главным образом снижение давления пара до значения, требуемого производством, происходит в турбине противоавлаения, а механическая энергия вращения вала турбины или электрическая энергия от присоединенного к ней генератора получается в виде побочного продукта, для производства которого приходится затратить только небольшое добавочное количество топлива (в объеме 4–7% исходного режима).

Как правило, в энергетических аппаратах предприятия теплота пара используется почти полностью, включая теплоту конденсации (парообразования), чего мы не имеем в конденсационных теплосиловых станциях (теплота безвозвратно теряется в окружающей среде). Конденсат из нагревательных аппаратов возвращается обратно в котлы, так что теплота его теряется только в небольшой части. Таким образом, потери в такой установке в основном сводятся к утечкам пара и конденсата, трению в подшипниках, потерям в генераторе и теплотерям турбины и паропроводов. Коэффициент полезного действия подобной турбинной установки достигает 90–95%; иначе говоря, только 5–10% теплоты полученного из котла пара теряется. В результате удельный расход топлива на комбинированное производство электроэнергии составляет $b = 150\text{--}160$ г у. т./кВт·ч, что вдвое меньше, чем на конденсационной электростанции.

Очевидно, что турбину с противоавлаением целесообразно устанавливать только в том случае, если весь проходящий через

нее пар может быть всегда использован для нужд производства, так как выпускать излишки пара в атмосферу (работать на выхлоп) и терять, таким образом, его тепловую энергию невыгодно. Следовательно, потребность предприятия в паре должна быть всегда равна или немного превышать то количество пара, которое проходит через турбину.

Давление пара, используемого для технологических процессов производства, как правило, должно оставаться неизменным, несмотря на возможные колебания в расходе пара. Таким образом, нагрузка турбины (количество вырабатываемой электрической энергии) всецело зависит от потребности производства в греющем паре и меняется вместе с ней. Такая работа турбинной установки носит название «работы по тепловому графику» в отличие от «работы по электрическому графику», при которой нагрузка турбины определяется потребностью в электрической энергии.

В тех случаях, когда предприятие имеет сильно колеблющийся по времени дня или года расход пара, работа одной турбины с противодавлением будет невыгодной из-за необходимости временно работать полностью или частично на выхлоп для удовлетворения потребности в электрической энергии. Поэтому параллельно турбине с противодавлением часто устанавливают конденсационную турбину (рис. 4.3, б), нагрузку которой можно регулировать в зависимости от потребности в электрической энергии.

Установка противодавленческих турбин целесообразна в промышленных котельных с котлами типов ДКВР, ДЕ, КЕ единичной паропроизводительностью 10 т/ч и более при наличии потребителей пара давлением 0,1–0,4 МПа и продолжительностью их работы более 3000 ч в году. При этом могут быть полностью обеспечены собственные нужды котельных в электроэнергии.

В настоящее время многие котлы типа ДКВР отработали расчетный ресурс и подлежат замене. При реконструкции котельных без увеличения общей установленной паропроизводительности целесообразна замена котлов на котлы с повышенным давлением пара 2,4 МПа и температурой 250°C, что позволит почти в два раза увеличить установленную мощность противодавленческих турбин и на 1/3 снизить их удельную стоимость.

Реконструкция котельных с установкой противодавленческих турбин представляется единственным вариантом внедрения электрогенерирующего оборудования для угольных котельных, а также

для котельных, работающих на природном газе при отсутствии возможности установки двигателя внутреннего сгорания и газовых турбин по условиям противопожарной и экологической безопасности.

Применение мини-ТЭЦ имеет следующие преимущества:

- экономичность – эффективная выработка электрической энергии;
- надежность – собственное производство электроэнергии повышает надежность работы котельной;
- снижение потерь энергии – электроэнергия и тепловая энергия передаются на короткие расстояния, при этом снижаются затраты на обустройство трансформаторных и насосных станций;
- возможность более эффективного использования сжигаемого топлива;
- гибкость по отношению к выбору топлива и более низкая эмиссия вредных веществ по сравнению с традиционными котлами позволяет решать экологические проблемы.

Наряду с преимуществами имеются и некоторые недостатки:

- установка противодавленческих турбин возможна только в котельных установках с паровыми котлами;
- относительно высокий шум турбоагрегата;
- меньшие эксплуатационный ресурс и межремонтный период по сравнению с котельным оборудованием.

Для закрытых систем теплоснабжения могут быть рекомендованы последовательная или параллельная тепловые схемы мини-ТЭЦ (рис. 4.4).

На рис. 4.4, *а* показана тепловая схема последовательного подключения мини-ТЭЦ к паровой части котельной с атмосферными деаэраторами и размещением в машинном зале парового турбоагрегата, пароводяных подогревателей всего потока сетевой воды и конденсатных насосов, т. к. только в этом случае можно сохранить расчетный температурный график регулирования тепловой нагрузки системы теплоснабжения. В таком случае вся обратная сетевая вода тепловой магистрали проходит через теплообменники мини-ТЭЦ.

На рис. 4.4, *б* представлена тепловая схема параллельного подключения мини-ТЭЦ к паровой части котельной с атмосферными деаэраторами для закрытой системы теплоснабжения с размещением в машинном зале парового турбоагрегата, пароводяных подогревателей сетевой воды.

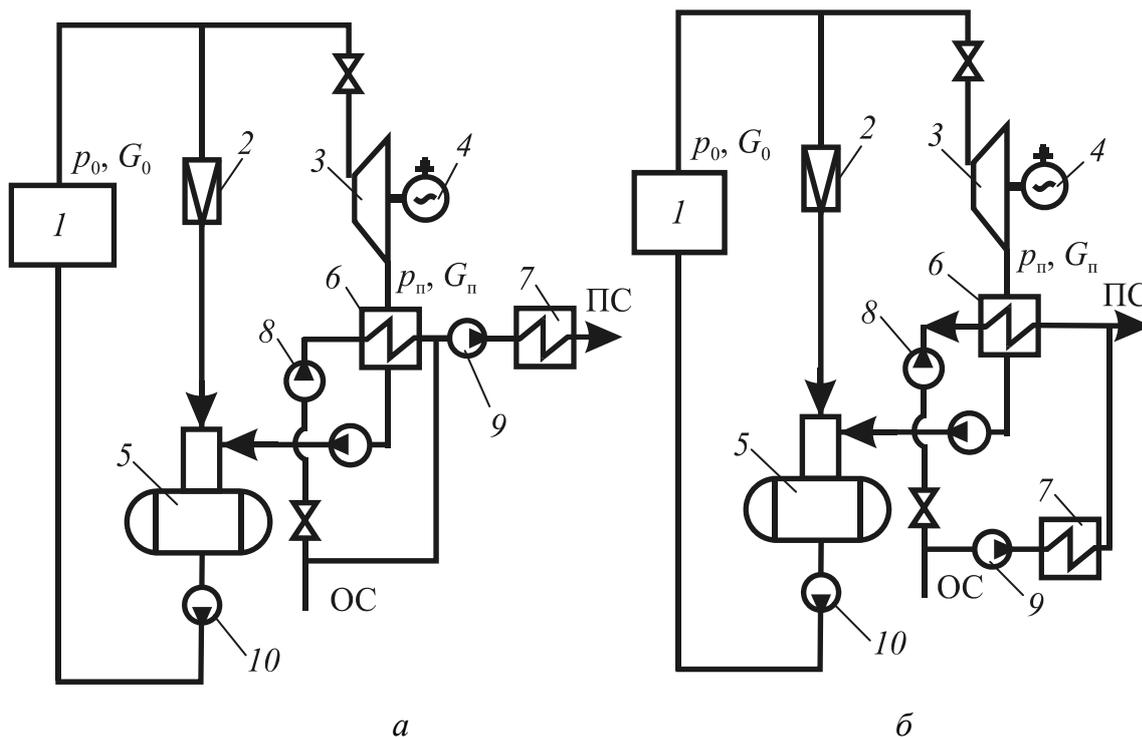


Рис. 4.4. Тепловая схема мини-ТЭЦ с последовательным (а) и параллельным (б) подключением подогревателей сетевой воды:
 1 – паровой котел; 2 – редукционно-охладительная установка котельной; 3 – паровая турбина; 4 – электрогенератор; 5 – питательный атмосферный деаэратор; 6 – пароводяной подогреватель сетевой воды; 7 – водогрейный котел; 8 – конденсатный насос; 9 – сетевой насос; 10 – питательный насос; ПС, ОС – подающая и обратная линии тепловой сети

Такая схема не требует установки дополнительных сетевых насосов, однако мощность такого теплового источника в этом случае снижается в связи с невозможностью значительного изменения расхода сетевой воды в подающей линии тепловой сети. Эта же схема может быть использована в качестве резервной для открытой системы теплоснабжения. При переходе на закрытую систему теплоснабжения теплообменники сетевой и подпиточной воды будут охлаждаться сетевой водой с обеспечением номинального расхода пара через турбину.

Разнообразие реализованных в проектной практике схемных решений позволяет осуществить наиболее удачный выбор тепловой схемы, соответствующей конкретным условиям работы котельной, и обеспечить эффективную, маневренную работу мини-ТЭЦ.

4.1.3. Устройство турбин с противодавлением

Турбина с противодавлением представляет собой сравнительно несложную машину, соответствующую первым ступеням конденсационной турбины.

Расход пара на единицу мощности (удельный расход) у турбин с противодавлением значительно выше, чем у конденсационных турбин; в зависимости от величины противодавления он составляет от 8–20 до 50–60 кг/(кВт·ч) против 3–5 кг/(кВт·ч) расхода конденсационных турбин. Это обусловлено тем, что в области более высоких давлений располагаемые перепады теплоты невелики, и для получения определенной мощности приходится использовать большие весовые количества пара. Например, турбина, работающая сухим насыщенным паром с перепадом давлений от 1,2 до 0,4 МПа, теоретически должна переработать примерно в 4 раза большее количество пара, чем конденсационная турбина такой же мощности, использующая перепад давлений от 1,2 до 0,006 МПа. Отсюда ясно, что удельный расход пара сильно увеличивается с повышением противодавления. К тому же и КПД у турбин с противодавлением обычно ниже, чем у конденсационных турбин, что связано главным образом с небольшими высотами сопел и лопаток и значительными утечками пара через концевые уплотнения.

При достаточно большом тепловом перепаде турбины с противодавлением (особенно турбины большой мощности) выполняются многоступенчатыми. Это обеспечивает получение более высокого КПД турбины (при этом следует обратить внимание, что снижение КПД при недогрузке у многоступенчатой турбины происходит более резко, чем у одноступенчатой).

Одноступенчатые турбины с противодавлением выполняются всегда по активному типу; многоступенчатые же турбины всегда имеют первую регулируемую ступень активную (одновенечную или двухвенечную), что необходимо для применения соплового регулирования, а последующие ступени могут быть выполнены как активными, так и активно-реактивными.

Во всем мире наблюдается переход от макро- к микроэнергетике. Созданы десятки вариантов микротурбин мощностью от нескольких ватт до десятков киловатт с коэффициентом полезного действия до 80%.

В Республике Беларусь известны турбогенераторы (ТГ) от АО «Калужский турбинный завод» (Россия) единичной мощностью

500, 650 и 750 кВт по цене до 400 у. е. за 1 кВт установленной мощности. Все эти ТГ высокооборотные и применяются с редуктором. При большом запасе масла в высоконапорной системе регулирования и смазки подшипников турбины и редуктора по условиям пожаробезопасности агрегат должен устанавливаться в отдельном помещении и, следовательно, требует дополнительного обслуживающего персонала. Ступенчатый отбор пара осуществить невозможно.

В настоящее время КТЗ поставляет шесть модификаций турбоустановок. В табл. 4.1 приведены характеристики некоторых турбоустановок.

Таблица 4.1

Характеристики турбоустановок, выпускаемых КТЗ

| Параметр | ТГ-0,5 А/ 0,4 Р-13/3,7 | ТГ-0,5 ПА/ 0,4 Р-11/6 | ТГ-0,6 А/ 0,4 Р-12/3,7 | ТГ-0,6 ПА/ 0,4 Р-13/6 | ТГ-0,75 ПА/ 0,4 Р-13/4 |
|--|---------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|---------------------------|
| | «Кубань- 0,5А3» | «Кубань- 0,5ПА3» | «Кубань- 0,6А3» | «Кубань- 0,6ПА3» | «Кубань- 0,75ПА3» |
| Мощность, кВт | 500 | 500 | 600 | 600 | 750 |
| Расчетное давление сухого насыщенного пара перед турбиной, МПа | 1,3 (1,0–1,4) | 1,1 (1,0–1,4) | 1,2 (1,0–1,4) | 1,3 (1,0–1,4) | 1,3 (1,0–1,4) |
| Температура свежего пара, °С | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Расчетное абсолютное давление пара за турбиной, МПа | 0,37 (0,3–0,5) | 0,6 (0,5–0,7) | 0,37 (0,3–0,5) | 0,6 (0,5–0,7) | 0,4 (0,3–0,5) |
| Расход пара, т/ч | 13,2 | 27,5 | 16,5 | 30,4 | 22,5 |

Период непрерывной работы ТГУ – не менее 2000 ч, срок службы – 25 лет, ресурс – 100 тыс. ч, межремонтный период – 5 лет. Существенный недостаток противоаварийных двигателей – жесткая зависимость от теплового потребления, когда выработка электроэнергии определяется фактической тепловой нагрузкой.

На кафедре «Тепловые электрические станции» БНТУ создана оригинальная разработка – многоступенчатая тихоходная турбина марки ТРБ с частотой вращения ротора 3000 об./мин и непосредственным, без редуктора, присоединением электрогенератора, в качестве которого применяется асинхронный электродвигатель. В табл. 4.2 приведена характеристика турбогенератора.

Таблица 4.2

**Мощность турбогенератора, кВт, при удельном расходе пара 10 т/ч
и начальном давлении 1,3 МПа**

| Показатели мощности ТГ | Противодавление за турбиной, МПа | | | | |
|------------------------|----------------------------------|-----|-----|-----|-----|
| | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,7 |
| На валу | 870 | 660 | 530 | 360 | 230 |
| На клеммах генератора | 600 | 450 | 360 | 240 | |

Турбины ТРБ характеризуются высокой надежностью, которую обеспечивает их безредукторное исполнение, т. е. без маслосистемы, это позволяет размещать турбину в любом помещении, в том числе и непосредственно у котлоагрегата, а малые габариты дают возможность установить ее вместо электродвигателя на его фундамент. Кроме того, высокая надежность турбин ТРБ обусловлена применением рабочего колеса с цельнофрезерованными рабочими лопатками, что вдвое снижает напряжение в теле лопаток. Положительным фактором также является тихоходное исполнение ТРБ с частотой вращения ротора 3000 об./мин (у калужской – 8800 об./мин).

Конструкция турбины позволяет на одном рабочем колесе осуществить восьмиступенчатое расширение пара. Смазка подшипников качения осуществляется консистентным маслом, что обеспечивает пожаробезопасную конструкцию и возможность ее установки в любом помещении, в том числе и непосредственно в котельной. Электронная система управления и защиты с мгновенным закрытием стопорного клапана обеспечивает работу такого ТГ без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Допустимы промежуточные отборы пара любых требуемых давлений.

В случае применения турбины для непосредственного привода механизмов собственных нужд (насосов, вентиляторов, дымососов и т. д.) исключаются потери, связанные с двойным преобразованием энергии в электрогенераторе (КПД = 0,9) и электродвигателе (КПД = 0,9).

В настоящее время номенклатурный ряд турбин ТРБ ограничен, поэтому наряду с ними в Беларуси используются турбины других производителей.

4.1.4. Расчет энергетических параметров

Количество теплоты, вырабатываемое паровым котлом, связано с расходом топлива:

$$Q_k = D(h_{\text{мп}} - h_{\text{пв}}) = B_n Q_H^p \eta_{\text{пк}}.$$

При установке за котлом паровой турбины с противодавлением может быть выработана электрическая энергия в размере:

$$N = D(h_{\text{мп}} - h'_{\text{пт}}) = D(h_{\text{мп}} - h_{\text{пт}}) \eta_{0i}.$$

Для расчета внутреннего коэффициента полезного действия цикла турбины рассмотрим процесс расширения пара в турбине в h - S диаграмме (рис. 4.5).

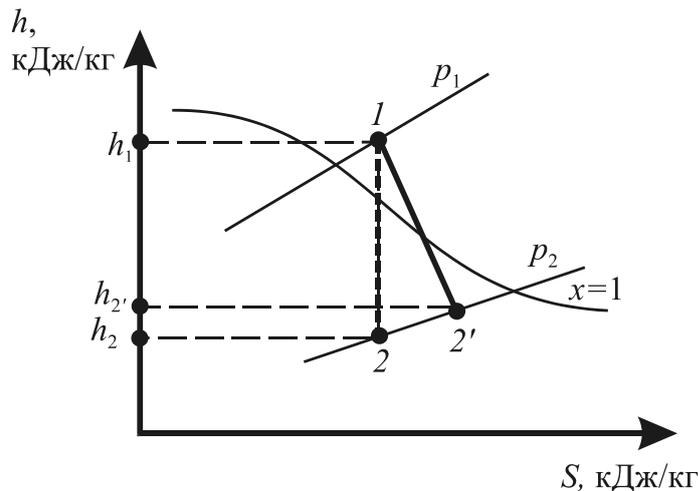


Рис. 4.5. Процесс расширения пара в турбине в h - S диаграмме (а) и цикл мини-ТЭЦ в T - S диаграмме (б):

$1-2$ – адиабатное расширение пара в турбине;
 $1-2'$ – действительное расширение пара в турбине

Внутренний относительный КПД цикла турбины рассчитаем по формуле

$$\eta_{0i} = (h_1 - h_{2'}) / (h_1 - h_2),$$

где h_1 – энтальпия пара на входе в турбину, кДж/кг; $h_{2'}$ – действительная энтальпия в конце расширения пара, кДж/кг; h_2 – энтальпия на выходе из турбины при изэнтропном расширении пара, кДж/кг.

Действительная энтальпия в конце расширения пара в турбине

$$h_{2'} = h_2 + \Delta h_c.$$

Потери, обусловленные прохождением пара в сопле турбины,

$$h_{2'} = (1 - \varphi_v^2) (h_1 - h_2),$$

где φ_v – скоростной коэффициент, $\varphi_v = 0,94-0,98$.

4.2. Использование энергии избыточного давления природного газа

Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам на большие расстояния осуществляется под давлением, достигающим после подкачивающих станций 7,0–7,5 МПа. При поступлении природного газа в системы городов и крупных промышленных предприятий требуется значительно снизить его давление на участке от магистральных газовых сетей до горелок устройств потребления газа. Для этого предусматриваются две ступени редуцирования газа: 1-я ступень – размещаемые на ответвлениях от газовой магистрали газораспределительные станции (ГРС), где давление газа снижается до 1,2 МПа, 2-я ступень – расположенные на промплощадках газорегуляторные пункты (ГРП), где давление газа снижается с 1,2 МПа до требуемого по условиям работы оборудования уровня. Снижение давления газа происходит в редуционных клапанах и является прямой потерей потенциальной энергии потока.

Применение детандер-генераторных агрегатов вместо обычных дросселирующих устройств позволяет вырабатывать электроэнергию за счет использования избыточного давления газа. Детандер-генераторный агрегат включает детандер, генератор, теплообменное оборудование, системы контроля и регулирования параметров работы. В детандере энергия газового потока преобразуется в механическую работу. Давление и температура газа при этом снижаются. Механическая энергия может быть преобразована в электрическую в присоединенном к детандеру генераторе.

Одновременно при адиабатном расширении газа с отдачей внешней работы существенно снижается температура рабочего тела, величина этого снижения определяется отношением давлений на входе и выходе расширительной машины (детандера).

Расчеты показывают, что при понижении давления газа с 1,2 до 0,3 МПа температура его снижается на 50–60°C (в зависимости от состава газа и эффективности детандера). При увеличении степени понижения давления до 6 (от 1,8 до 0,3 МПа) разность температур возрастает до 70–80°C. Если принять, что температура газа на входе в машину равна 20°C, температура потока после рас-

ширения составит $-(30-40)^\circ\text{C}$ в первом и $-(50-60)^\circ\text{C}$ во втором случаях. Таким образом, в результате понижения давления природного газа может образоваться конденсат в задней части детандера, что приведет к ухудшению эффективности работы и быстрому износу традиционных детандеров на основе газовых турбин.

Данную проблему можно решить двумя способами:

1) обеспечить предварительный подогрев природного газа до таких температур, чтобы после его расширения исключить выпадение конденсата;

2) использовать расширительные машины (детандеры), которые обеспечат эффективную и надежную работу в данных условиях.

Схема использования избыточного давления природного газа с предварительным подогревом представлена на рис. 4.6. Природный газ из газопровода высокого давления проходит через регулирующий клапан, подогреватель 4 и расширяется в турбине 2. Отдав свою энергию турбине 2, газ через газопровод низкого давления поступает к потребителю. Мощность турбины передается генератору 3, производящему электрический ток.

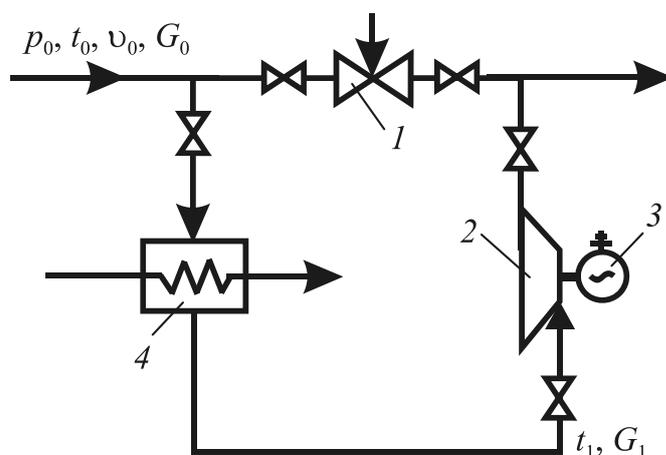


Рис. 4.6. Принципиальная схема детандер-генераторной установки с предварительным подогревом:

1 – редуцирующий клапан ГРС; 2 – турбодетандер;
3 – электрогенератор; 4 – теплообменник

Природный газ нагревается в подогревателе 4 для предотвращения выпадения из него влаги и тяжелых фракций (гидратов, пропана, бутана и т. п.), что может привести к снижению надежности турбины. Для этого необходимо, чтобы температура газа за турбиной составляла не менее $+5^\circ\text{C}$. Кроме того, необходимо,

чтобы она не превышала допустимую температуру, гарантирующую надежную работу теплоизоляционного и антикоррозийного покрытий газопровода (не более +40°C). Подогрев газа повышает его внутреннюю энергию и, тем самым, мощность турбодетандера. Повышается также КПД турбодетандера. Подогрев газа от 0°C до +80°C повышает мощность турбодетандера на 30–35%.

Начальные значения давления и удельного объема в магистральном газопроводе p_0 и v_0 заданы, известно давление p_2 природного газа после турбины. Удельный объем и температура газа после расширения в турбине рассчитывается из уравнений адиабатного процесса

$$v_2 = v_1 (p_0 / p_2)^{1/k}; \quad T_2 = T_1 (p_0 / p_2)^{(k-1)/k},$$

где k – показатель адиабаты ($k = 1,4$ – для природного газа).

Количество теплоты, которое необходимо затратить на предварительный подогрев газа в экономайзере, определится по выражению

$$Q = G_1 c_p \rho_1 (t_1 - t_0).$$

Мощность детандерной установки определяется из уравнения

$$N = G_1 \rho_1 l \eta_T.$$

Работа адиабатного процесса выражается через изменение внутренней энергии

$$l = c_p (T_1 - T_2) = \frac{k R T_1}{k - 1} \left(1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right).$$

Недостатком данной схемы является необходимость сжигания части природного газа для получения горячей воды, которая направляется в теплообменник 4. Избежать этого можно, подогревая газ перед детандером с помощью теплонасосной установки, использующей часть электроэнергии, вырабатываемой генератором 3. В таком случае для обеспечения нормальной работы детандер-генераторной установки используется лишь потенциальная энергия давления транспортируемого природного газа и низкопотенциальная энергия, в качестве которой могут быть использованы тепловые вторичные энергетические ресурсы или теплота окружающей среды.

Кроме того, существующие расширительные машины турбинного типа предназначены для больших объемных расходов. При малых объемах газа, характерных для ГРП, необходимо существенно увеличивать скорость вращения турбодетандера, что заметно влияет на его эффективность.

Исходя из этого, представляется целесообразным использовать избыточное давление природного газа с холодильной камерой (рис. 4.7).

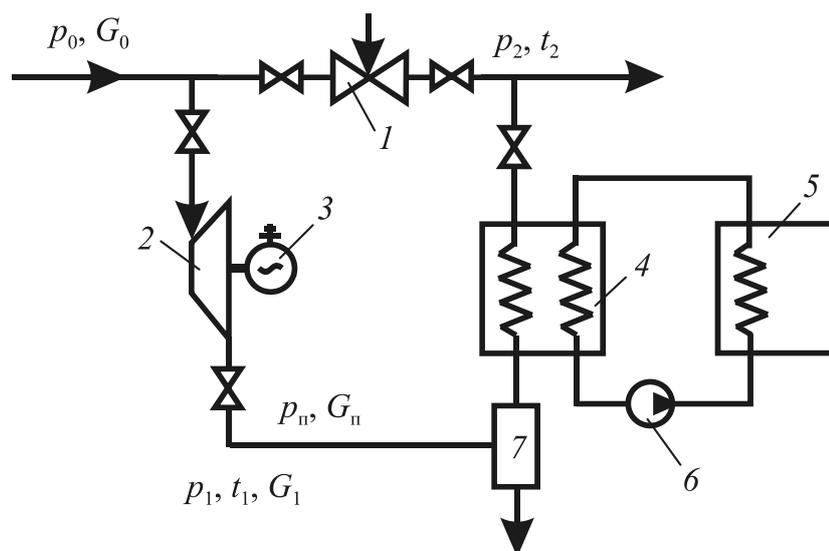


Рис. 4.7. Принципиальная схема детандер-генераторной установки с холодильной камерой:

- 1 – редукционный клапан ГРС; 2 – винтовой детандер;
 3 – электрогенератор; 4 – теплообменник; 5 – холодильная камера;
 6 – циркуляционный насос; 7 – сепаратор

Для реализации данной схемы необходимы расширительные машины (детандеры), обеспечивающие специфические требования: высокую степень расширения газа, надежную и эффективную работу на переменных режимах, нечувствительность к возможному выпадению конденсата и образованию гидратов в процессе расширения.

Этим требованиям в полной мере удовлетворяют винтовые детандеры, являющиеся, как и поршневые, представителями класса объемных машин. В отличие от поршневых винтовые агрегаты имеют вращательное движение рабочих органов, в них отсутствует механизм газораспределения, нет «мертвого объема».

Винтовой детандер по конструкции аналогичен винтовому компрессору и состоит из корпуса и двух роторов, имеющих специальную

винтовую нарезку и находящихся в зацеплении (рис. 4.8). Между всеми рабочими элементами агрегата имеются гарантированные зазоры, что обеспечивает полное отсутствие трения в рабочем объеме машины. В то же время существование этих зазоров обуславливает наличие основных потерь в детандере – так называемых протечек газа из полостей с более высоким давлением в полости с пониженным давлением.

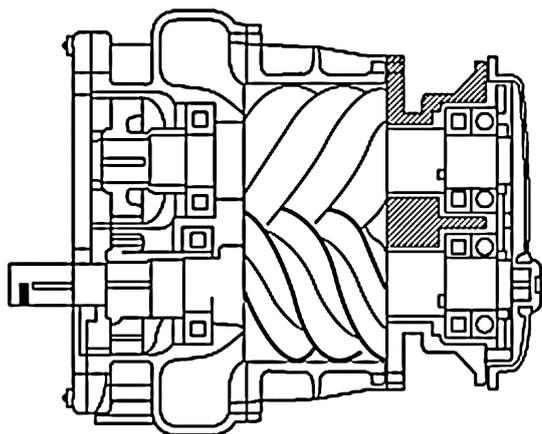


Рис. 4.8. Разрез винтового детандера

Поскольку функции механизма газораспределения выполняют сами роторы, в агрегате отсутствуют клапаны, являющиеся в поршневых машинах основной причиной дроссельных потерь в процессах наполнения и выталкивания.

Конструкция винтовых машин исключает возможность гидравлических ударов, поэтому такие агрегаты могут надежно работать на влажном конденсатсодержащем газе, когда при снижении температуры потока в процессе расширения возможно выпадение конденсата или образование гидратов.

Более того, возможная при существенном снижении температуры потока конденсация тяжелых углеводородов приводит к уплотнению имеющихся зазоров в детандере и, следовательно, к повышению эффективности работы машины (на 3–5%) за счет уменьшения величины протечек.

Высокий технологический эффект, получаемый при расширении природного газа в винтовом детандере, а также серийное производство винтовых компрессоров, которые после некоторых конструктивных изменений могут быть использованы в качестве расширительных машин, убедительно показывают целесообразность

их использования вместо применяемых в настоящее время на ГРС и ГРП дросселирующих устройств с целью создания на их базе энерготехнологических установок, для обеспечения электроэнергией и холодом объектов, размещенных в районе расположения этих узлов газотранспортной системы.

4.3. Повышение давления (компрессия) отработанного пара

Во многих отраслях промышленности от различных паропользующих установок отводится значительное количество отработанного или вторичного пара низкого давления, параметры которого непригодны для дальнейшего использования его в технологических аппаратах. Однако при помощи механических или тепловых трансформаторов теплоты можно повысить давление отработанного пара для дальнейшего его использования и тем самым обеспечить значительную экономию теплоты и топлива.

Повышение давления отработанного пара может осуществляться следующими способами: механическим (от электропривода или от паровой турбины), инжекционным, термохимическим.

Механическая компрессия. Для повышения давления водяного пара поршневые компрессоры не применяются, так как при больших удельных объемах пара низкого давления они должны иметь очень большие размеры и расходовать значительное количество энергии на холостой ход. При небольших производительностях (до $0,7 \text{ м}^3/\text{с}$) могут применяться ротационные компрессоры. При больших производительностях применяются турбокомпрессоры с приводом от паровой турбины или электродвигателя.

На рис. 4.9. изображена схема турбокомпрессора с электроприводом и $h-S$ диаграмма протекающего в нем процесса компрессии пара низкого давления. В этой диаграмме точка 1 соответствует параметрам пара низкого давления, а точка 2' – параметрам пара после компрессии. Линия 1–2 представляет адиабатный (идеальный) процесс сжатия пара в компрессоре.

Мощность, необходимая для сжатия пара в турбокомпрессоре с электрическим приводом, определяется по формуле

$$N_{\text{комп}} = \frac{G_1 (h_2 - h_1)}{\eta_{oi}^k \cdot \eta_M^k \cdot \eta_э},$$

где G_1 – количество сжимаемого пара низкого давления, кг/с; h_1, h_2 – энтальпия пара в точках 1 и 2, Дж/кг; η_{oi}^k – относительный внутренний КПД компрессора; η_M^k – механический КПД компрессора; $\eta_э$ – КПД электродвигателя.

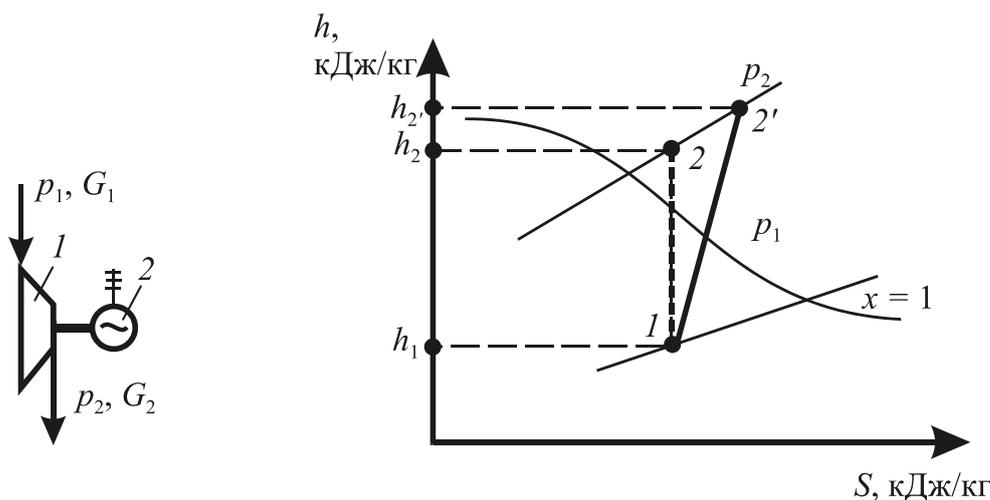


Рис. 4.9. Схема турбокомпрессора с электроприводом и процессы в них на h – S диаграмме:
1 – турбокомпрессор; 2 – электродвигатель

Из-за высокой стоимости потребляемой электроэнергии такая схема повышения давления отработанного пара является экономически нецелесообразной.

Компрессия пара за счет энергии паровой турбины может осуществляться по двум схемам:

- повысительной – получение пара среднего давления из пара более высокого давления и пара низкого давления;
- расщепительной – получение одновременно пара высокого и низкого давления из пара среднего давления.

При наличии на предприятии острого пара с давлением больше требуемого его можно использовать для повышения давления отработанного пара за счет передачи потенциальной энергии от одного потока к другому. Однако невозможно повысить давление отработанного пара за счет простого смешения двух потоков в обычной емкости (пар большего давления просто вытеснит пар меньшего давления). Передача потенциальной энергии от одного

потока среды к другому осуществляется с помощью специальных устройств (механических, инжекционных или термохимических) по повысительной схеме.

Повысительная схема с паротурбинным приводом и соответствующие ей процессы на $h-S$ диаграмме изображены на рис. 4.10. В паровую турбину 2 подается пар, давление которого p_0 больше давления пара p_1 , подаваемого в компрессор 1 для сжатия. Из компрессора и турбины в паропровод выходит пар с давлением p_2 . Эта схема представляет интерес для предприятия, когда имеется острый пар высокого давления и отработанный пар с давлением ниже требуемого технологического.

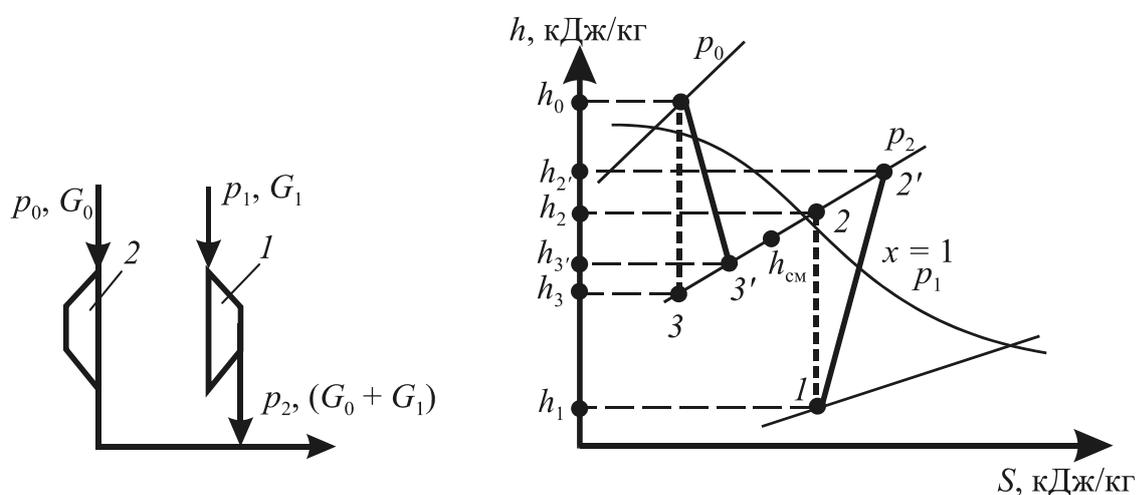


Рис. 4.10. Повысительная схема турбокомпрессора с паротурбинным приводом и процессы в них на $h-S$ диаграмме:
1 – турбокомпрессор; 2 – паровая турбина

Состояние смеси из отработанного и сжатого пара определяется некоторой точкой, лежащей на изобаре p_2 . Энтальпию смеси $h_{см}$ можно определить из выражения

$$h_{см} = \frac{G_0 h'_3 + G_1 h'_2}{G_0 + G_1},$$

где G_0, G_1 – расход пара через турбину и компрессор, кг/с; h'_2, h'_3 – энтальпия пара после компрессора и турбины, Дж/кг.

Мощность турбины, необходимая для сжатия пара в турбокомпрессоре, определяется по формуле

$$N_{турб} = G_0 (h_0 - h_3) \eta_{oi}^T \eta_M^T,$$

где h_0, h_3 – энтальпия пара на входе и выходе из турбины, Дж/кг; η_{oi}^T – относительный внутренний КПД турбины; η_M^T – механический КПД турбины.

При расщепительной схеме (рис. 4.11) в паровую турбину 2 и компрессор 1 поступает пар одинакового давления p_1 . В турбине пар расширяется до давления p_k , равного давлению в конденсаторе 3, а в компрессоре сжимается до давления p_2 . Эта схема представляет наибольший интерес для промышленных предприятий, так как на этом принципе можно использовать пар низкого давления для получения некоторого количества пара более высокого давления.

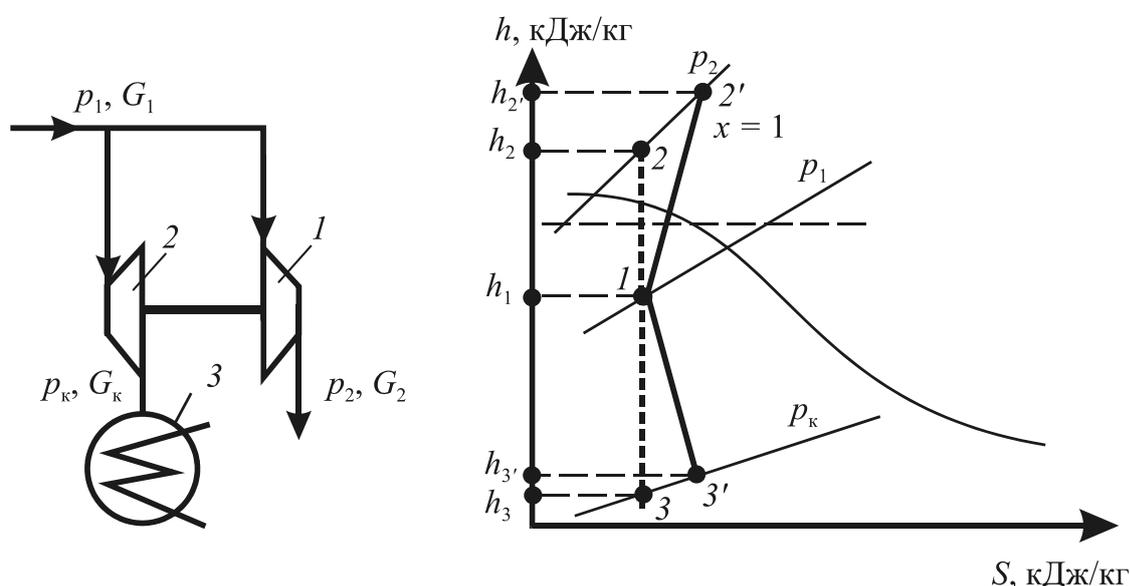


Рис. 4.11. Расщепительная схема турбокомпрессора с паротурбинным приводом и процессы в них на h - S диаграмме:
1 – турбокомпрессор; 2 – паровая турбина; 3 – конденсатор

Расход пара, подаваемого в турбину:

$$G_k = \frac{G_2 (h_1 - h_2)}{(h_1 - h_3) \eta_{oi}^T \eta_M^T \eta_{oi}^K \eta_M^K},$$

где h_1, h_2 – энтальпия пара на входе и выходе из компрессора, Дж/кг; где h_3 – энтальпия пара на выходе из турбины, Дж/кг.

Недостатком схем с механической компрессией является высокая стоимость установок, большие эксплуатационные затраты (из-за наличия подвижных элементов), низкая маневренность.

Пароструйная компрессия – это повысительная схема, в которой осуществляется передача потенциальной энергии от пара с высоким давлением инжекционному пару с низким давлением. В основе пароструйной компрессии лежит закон – полная энергия потока является суммой потенциальной энергии (определяемой давлением) и кинетической энергии (определяемой скоростью), т. е. при увеличении скорости потока давление уменьшается, а полная энергия остается постоянной.

Принципиальная схема пароструйного компрессора и зависимости параметров пара при прохождении через него показаны на рис. 4.12. Рабочий пар с давлением p_0 и скоростью v_0 подводится к рабочему соплу 1, где происходит расширение пара до давления p_0' , а скорость увеличивается до v_0' . Затем рабочий пар на выходе из сопла подсасывает инжектируемый пар, который подводится к приемной камере 2 струйного компрессора с давлением $p_1 < p_0'$. Инжектируемый пар поступает в камеру 3 смешения со скоростью v_1 . В камере смешения 3 рабочий и инжектируемый пар перемешиваются и скорость их выравнивается. После камеры смешения пар со средней скоростью v_2' и давлением p_2' поступает в диффузор 4. В диффузоре давление пара возрастает от p_2' до p_2 , а скорость падает от v_2' до v_2 .

Таким образом, принцип действия инжектора заключается в том, что часть потенциальной энергии рабочего пара при истечении его из сопла преобразуется в кинетическую энергию струи, подсасывающей пар низкого давления. Кинетическая энергия смеси частично преобразуется в потенциальную энергию давления, в результате чего получается пар среднего давления.

На рис. 4.12 сплошной жирной линией показано изменение давления в инжекторе, пунктирной – изменение скорости рабочего и инжектируемого пара и их смеси. Характер кривых подтверждает, что рабочий и инжектируемый пары имеют наименьшее давление при входе в камеру смешения, затем давление постепенно повышается до конца инжектора, причем от начала камеры сжатия повышение давления происходит более интенсивно. Пунктирные линии показывают, что скорость рабочего пара имеет максимальное значение на выходе из сопла и уменьшается по направлению к выходу из инжектора; скорость инжектируемого пара, наоборот, повышается до начала камеры сжатия, где смесь приобретает общую скорость, уменьшающуюся по направлению к выходу из инжектора.

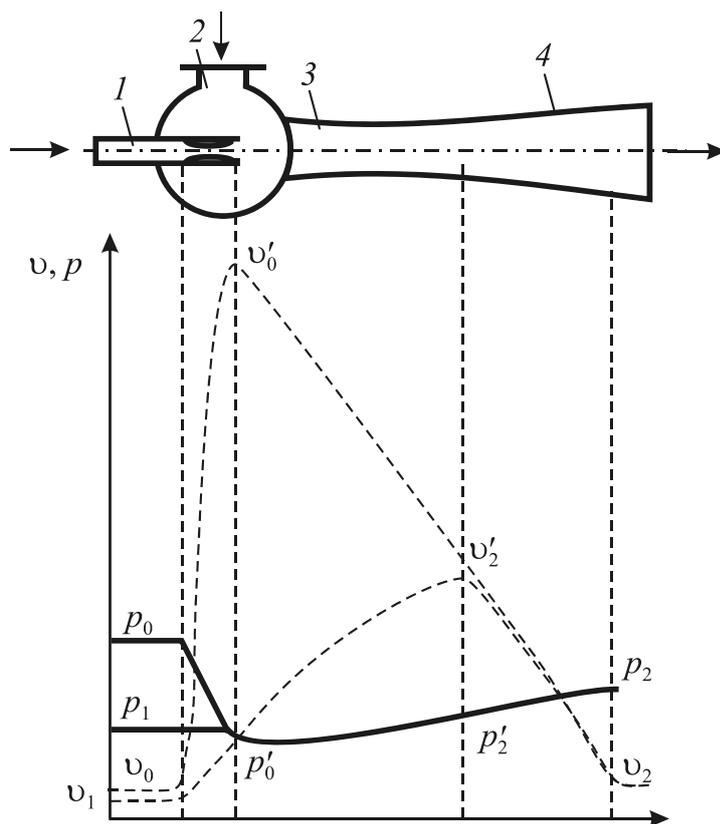
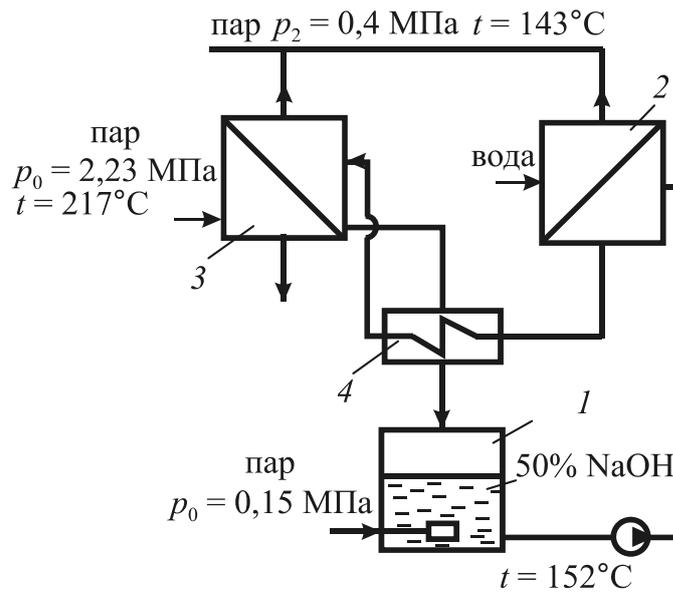


Рис. 4.12. Схема струйного компрессора и графики изменения давлений и скоростей рабочего и инжектируемого пара в нем

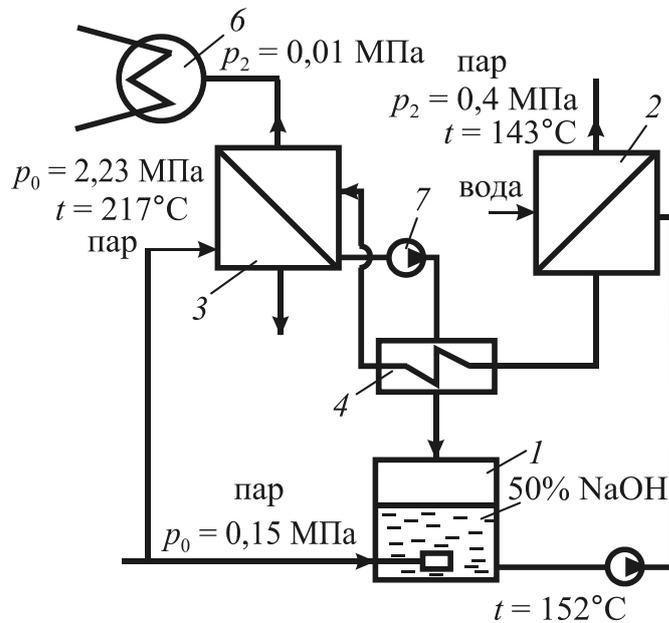
Недостатки струйных компрессоров: низкий КПД (18–25%), резкое снижение КПД при больших степенях повышения давления, большая чувствительность к отклонению рабочих параметров пара.

Химическая компрессия основана на экзотермической реакции (с выделением тепла) абсорбции водяного пара растворами едкого калия (КОН) или едкого натрия (NaOH). Выделяемое при реакции тепло расходуется на нагревание раствора до температуры, значительно большей, чем температура применяемого первичного пара низкого давления. При этом получение пара повышенного давления происходит без сжатия пара низкого давления. Химическая трансформация теплоты может производиться по повысительной или расщепительной схеме.

Установка химической трансформации теплоты по повысительной схеме (рис. 4.13, а) состоит из абсорбера 1, генератора 2 и испарителя 3. В абсорбере имеется барботер для подачи пара низкого давления непосредственно в раствор.



a



б

Рис. 4.13. Принципиальная схема химической трансформации теплоты:
a – повысительная; *б* – расщепительная;
I – абсорбер; 2 – генератор; 3 – испаритель;
 4 – теплообменник; 5 – насос;
 6 – конденсатор; 7 – вакуум-насос

Рассмотрим процесс, когда пар с давлением 0,15 МПа абсорбируется 50%-ным раствором NaOH. Температура абсорции такого раствора составит 157°C. Однако раствор нагревают только

до 152°C (недогрев на 5°C), чтобы пар все время абсорбировался и не барботировался бесполезно через раствор.

Полученный раствор с температурой 152°C используется как греющий теплоноситель и насосом 5 подается в греющую камеру генератора пара 2. Температура кипения воды в генераторе с учетом температурного напора должна быть меньше температуры в абсорбере ~143°C, что соответствует давлению 0,4 МПа. При этом температура раствора на выходе из генератора пара ~147°C. Таким образом, в генераторе получается водяной пар с давлением 0,4 МПа.

Однако установка, включающая абсорбер и генератор не может работать при постоянном режиме, так как по мере поглощения абсорбером пара будет снижаться концентрация раствора и соответственно температура абсорбции, а вместе с тем снизится давление пара, вырабатываемого в генераторе 2. Во избежание этого часть раствора должна все время подаваться в испаритель 3, в котором при повысительной схеме за счет теплоты пара более высокого давления из него выпаривается вода, поглощенная в виде конденсата пара в абсорбере.

Если для поддержания постоянной 50%-ной концентрации раствора в абсорбере концентрировать раствор до 60% в испарителе при давлении, соответствующем давлению 0,4 МПа пара в генераторе, то раствор закипит при температуре 210°C. Таким образом, расходуя пар с давлением 2,23 и 0,15 МПа, получаем пар со средним давлением 0,4 МПа.

Недостатком рассмотренной повысительной схемы является необходимость обогрева испарителя паром сравнительного давления, что в производственных условиях может вызвать затруднения.

Более реальной для производственных условий является расщепительная схема химической трансформации теплоты (рис. 4.13, б). В этом случае для обогрева испарителя применяют также пар с давлением 0,15 МПа, но для получения необходимой концентрации раствора обеспечивают работу испарителя под вакуумом с помощью вакуум-насоса 7. Если создать вакуум порядка 0,01 МПа, то 60%-ный раствор NaOH будет кипеть при температуре около 100°C и выпаривание можно будет осуществлять паром с давлением 0,15 МПа.

Недостатки термохимических компрессоров: громоздкость, большие капитальные затраты (необходимость изготовления аппаратуры из легированной стали), сложность обслуживания, загрязнение пара или конденсата щелочью (KOH или NaOH).

4.4. Использование отработанного пара для выработки электроэнергии

Отработанный пар для выработки электроэнергии может использоваться в турбинах мягого пара, в турбинах двойного давления. Установки с турбиной 5 мягого пара (рис. 4.14, *a*) предназначены для выработки электроэнергии только за счет отработанного пара.

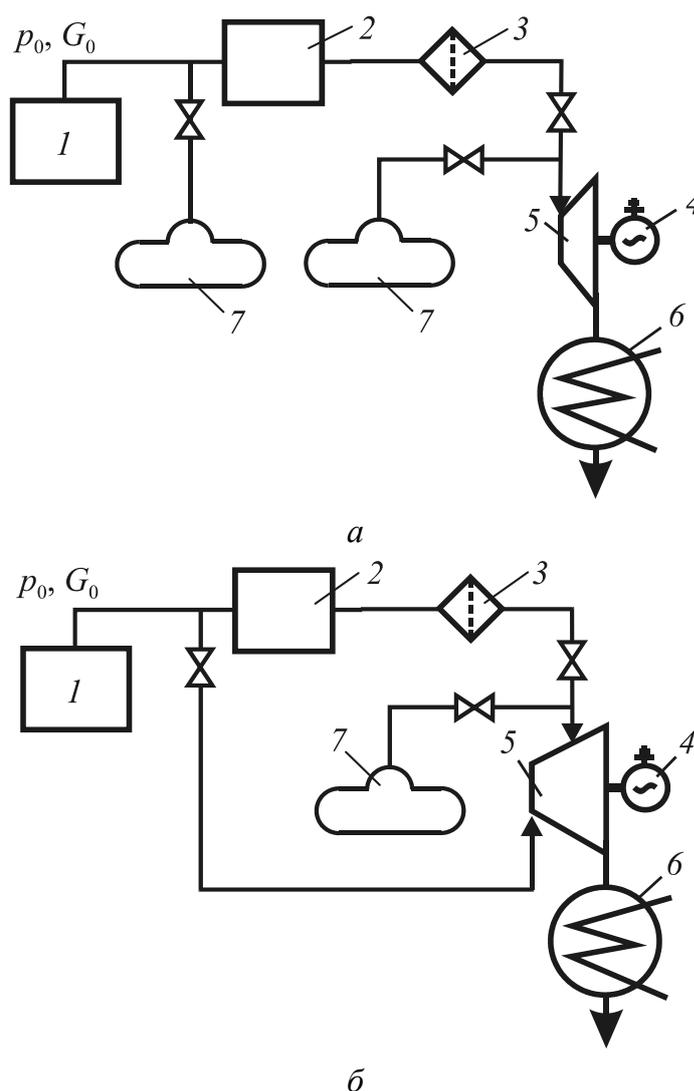


Рис. 4.14. Схемы использования отработанного пара для выработки электроэнергии:
a – с турбиной мягого пара; *б* – с турбиной двойного давления;
1 – котел; 2 – производственный агрегат; 3 – пароочиститель;
4 – генератор; 5 – турбина мягого пара; 6 – конденсатор;
7 – паровой аккумулятор; 8 – турбина двойного давления

В связи с тем, что возможны перерывы в поступлении отработанного пара от производственного агрегата, тепловые аккумуляторы 7, особенно аккумулятор перед производственным агрегатом, должны выполняться со значительной аккумулярующей способностью. Работа установки с турбинами двойного давления протекает в более благоприятных условиях, так как в турбину 8 (рис. 4.14, б) независимо от работы производственного агрегата 2 непрерывно поступает свежий пар от котла 1.

Во всех схемах использования отработанного пара необходимым элементом являются паровые аккумуляторы. Термические основы работы паровых аккумуляторов одинаковые и состоят в том, что каждому значению давления насыщенного пара соответствует строго определенная температура. При изменении давления смеси воды и пара должна измениться и температура этой смеси до значения температуры насыщения при новом давлении. При повышении давления часть пара конденсируется, и выделившаяся теплота парообразования вызывает повышение температуры. При понижении давления снижается температура смеси и освобождающаяся теплота парообразования служит для испарения части воды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ



1. Данилов, О. Л. Использование вторичных энергетических ресурсов / О. Л. Данилов, В. А. Мунц. – Екатеринбург, УГТУ-УПИ, 2008. – 154 с.
2. Вторичные теплоэнергоресурсы и охрана окружающей среды / В. В. Харитонов [и др.]. – Минск: Вышэйшая школа, 1988. – 170 с.
3. Хараз, Д. И. Пути использования вторичных энергоресурсов в химических производствах / Д. И. Хараз, Б. И. Псахис. – М.: Химия, 1984. – 224 с.
4. Лебедев, П. Д. Теплообменные, сушильные и холодильные установки / П. Д. Лебедев. – М.: Энергия, 1972. – 322 с.
5. Богословский, В. Н. Теплофизика аппаратов утилизации тепла систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха / В. Н. Богословский, М. Я. Поз. – М.: Стройиздат, 1938. – 320 с.
6. Бойлс, Д. Биоэнергия: технология, термодинамика, издержки / Д. Бойлс. – М.: Агропромиздат, 1987. – 240 с.
7. Головков, С. И. Энергетическое использование древесных отходов / С. И. Головков, И. Ф. Коперин, В. И. Найденов. – М.: Лесная пром-сть, 1987. – 224 с.
8. Справочник потребителя биотоплива / под ред. Виллу Вареса. – Таллинн: Таллиннский технологический университет, 2005. – 182 с.
9. Кнорре, Г. Ф. Что такое горение? / Г. Ф. Кнорре. – М.: Госэнергоиздат, 1955. – 224 с.
10. Роддатис, К. Ф. Котельные установки: учеб. пособие для студентов неэнергетических специальностей вузов / К. Ф. Роддатис. – М.: Энергия, 1977. – 430 с.
11. Быстрицкий, Г. Ф. Энергосиловое оборудование промышленных предприятий / Г. Ф. Быстрицкий. – М.: Академия, 2003. – 304 с.
12. Лямин, В. А. Газификация древесины / В. А. Лямин. – М.: Лесная пром-сть, 1967. – 263 с.
13. Малая энергетика на биотопливе / А. В. Вавилов [и др.]. – Минск: Технопринт, 2002. – 248 с.

14. Стриха, И. И. Повышение эффективности топливоиспользования в котельных: монография. – Минск: Технопринт, 2003. – 260 с.
15. Промышленная микробиология / под ред. Н. С. Егорова. – М.: Высшая школа, 1989. – 688 с.
16. Баадер, В. Биогаз: теория и практика: пер. с нем. / В. Баадер, Е. Доне, М. Бренндерфер. – М.: Колос, 1982. – 148 с.
17. Дубровский, В. С. Метановое сбраживание сельскохозяйственных отходов / В. С. Дубровский, У. Э. Виестур. – Рига: Зинатие, 1988.
18. Котлы-утилизаторы и энерготехнологические агрегаты / А. П. Воинов [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 272 с.
19. Куперман, Л. И. Вторичные энергетические ресурсы и энерготехнологическое комбинирование в промышленности / Л. И. Куперман, С. А. Романовский, Л. Н. Сидельковский. – Киев: Вища школа, 1986. – 303 с.
20. Шляхнин, П. Н. Паровые и газовые турбины: учеб. для техникумов / П. Н. Шляхнин. – М.: Энергия, 1974. – 224 с.
21. Трухний, А. Д. Стационарные паровые турбины / А. Д. Трухний. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.
22. Паровые и газовые турбины атомных электростанций: учеб. пособие для вузов / Б. М. Трояновский [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 256с.
23. Данилевич, Я. Б. Турбогенераторы на рубеже XXI века / Я. Б. Данилевич, Г. М. Хуторецкий // Энергетика. – 2000. – № 1. – С. 3–5.
24. Петрущенко, В. А. Тепловые схемы мини-ТЭЦ на базе противодавленческих паровых турбин, применяемые в рабочих проектах / В. А. Петрущенко // Энергоэффективность. – 2004. – № 11. – С. 20–21.
25. Балабанович, В. К. Использование избыточной энергии давления водяного пара и природного газа в качестве вторичных энергетических ресурсов / В. К. Балабанович // Энергия и менеджмент. – 2003. – № 2. – С. 14–16.
26. Спагар, И. Н. К вопросу об экономической энергоэффективности использования паровых турбогенераторов на промышленно-отопительных котельных / И. Н. Спагар // Энергоэффективность. – 2004. – № 5. – С. 12–13.

ОГЛАВЛЕНИЕ



| | |
|---|-----------|
| ВВЕДЕНИЕ | 3 |
| 1. ИСТОЧНИКИ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВА ЗА СЧЕТ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ | 4 |
| 1.1. Выход вторичных энергетических ресурсов и экономия топлива за счет их использования | 8 |
| 1.2. Источники вторичных энергетических ресурсов в промышленности строительных материалов..... | 12 |
| 1.3. Источники вторичных энергетических ресурсов в пищевой промышленности | 13 |
| 1.4. Источники вторичных энергетических ресурсов в металлургии и машиностроении | 15 |
| 1.5. Источники вторичных энергетических ресурсов в лесном комплексе | 16 |
| 1.6. Отходы сельского хозяйства и животноводства | 18 |
| 1.7. Бытовые и промышленные отходы..... | 19 |
| 2. ГОРЮЧИЕ ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ | 23 |
| 2.1. Классификация, характеристика и способы сжигания вторичных энергетических ресурсов | 23 |
| 2.1.1. Характеристика топлива..... | 23 |
| 2.1.2. Способы переработки топлива..... | 24 |
| 2.1.3. Характеристика древесного топлива..... | 26 |
| 2.2. Утилизация горючих вторичных энергетических ресурсов..... | 28 |
| 2.2.1. Установка для сжигания топлива. | 28 |
| 2.2.2. Этапы сжигания топлива | 28 |
| 2.2.3. Теория горения твердого углерода (кокса)..... | 32 |
| 2.3. Топки для сжигания топлив | 33 |
| 2.3.1. Основные виды топочных процессов..... | 33 |
| 2.3.2. Слоевая горизонтальная топка..... | 36 |
| 2.3.3. Шахтная топка с вертикальным зеркалом горения | 38 |

| | |
|--|----|
| 2.3.4. Шахтная топка с наклонным зеркалом горения | 39 |
| 2.3.5. Шахтная топка со ступенчатой наклонной решеткой | 39 |
| 2.3.6. Топка Померанцева с зажатым слоем топлива | 40 |
| 2.3.7. Топка с цепной колосниковой решеткой и предтопком Макарьева | 41 |
| 2.3.8. Топка с кучевым сжиганием | 42 |
| 2.3.9. Основные параметры топочных устройств слоевого типа | 42 |
| 2.3.10. Теория кипящего слоя | 44 |
| 2.3.11. Сжигание в кипящем слое | 46 |
| 2.4. Камерные топки | 49 |
| 2.5. Технология сжигания топлива | 51 |
| 2.5.1. Особенности сжигания древесного топлива..... | 54 |
| 2.5.2. Системы утилизации теплоты и возможности повышения КПД установки | 57 |
| 2.5.3. Особенности сжигания газообразных и жидких промышленных отходов | 58 |
| 2.6. Неглубокая переработка твердых горючих вторичных энергетических ресурсов | 62 |
| 2.7. Термохимические способы переработки топлива..... | 64 |
| 2.7.1. Пиролиз (сухая перегонка) | 64 |
| 2.7.2. Слоевая газификация топлива..... | 68 |
| 2.7.3. Газификация в кипящем слое..... | 73 |
| 2.7.4. Уравнение теплового баланса газификации топлива | 75 |
| 2.7.5. Газификация под давлением | 77 |
| 2.7.6. Газификация топлива твердым высокотемпературным теплоносителем | 79 |
| 2.7.7. Другие термохимические способы переработки топлива | 83 |
| 2.8. Термическая переработка твердых бытовых и промышленных отходов | 85 |
| 2.8.1. Недостатки термической переработки твердых бытовых отходов | 85 |
| 2.8.2. Технологии термической утилизации твердых бытовых отходов | 87 |
| 2.9. Анаэробная переработка топлива | 89 |
| 2.9.1. Технология анаэробной переработки..... | 89 |

| | |
|---|------------|
| 2.9.2. Факторы, влияющие на процесс брожения..... | 92 |
| 2.9.3. Особенности переработки отходов животноводства и растениеводства..... | 93 |
| 2.9.4. Получение биогаза в метантенках | 96 |
| 2.9.5. Методика определения технических параметров биогазогенератора | 98 |
| 2.9.6. Добыча и утилизация свалочного газа..... | 99 |
| 2.9.7. Подготовка к использованию и аккумулярование биогаза..... | 103 |
| 2.9.8. Получение тепловой энергии при аэробном окислении..... | 106 |
| 3. ТЕПЛОВЫЕ ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ | 107 |
| 3.1. Термодинамический анализ систем утилизации тепловых вторичных энергетических ресурсов | 107 |
| 3.2. Утилизация теплоты дымовых газов..... | 110 |
| 3.2.1. Классификация и характеристики котлов-утилизаторов..... | 112 |
| 3.2.2. Теплообменные элементы котла-утилизатора ... | 117 |
| 3.2.3. Совместная работа котлов-утилизаторов с воздухоподогревателями | 124 |
| 3.2.4. Использование энергии дымовых газов для выработки механической и электрической энергии | 126 |
| 3.2.5. Химическая регенерация теплоты отходящих газов..... | 127 |
| 3.3. Утилизация среднепотенциальных тепловых вторичных энергетических ресурсов | 128 |
| 3.3.1. Использование теплоты отработанного пара | 128 |
| 3.3.2. Использование теплоты загрязненных стоков | 130 |
| 3.3.3. Использование теплоты вторичного вскипания | 133 |
| 3.3.4. Использование теплоты рабочих сред систем охлаждения | 136 |
| 3.3.5. Использование теплоты технологических продуктов | 138 |
| 4. ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ..... | 142 |
| 4.1. Утилизация паровыми турбинами | 142 |
| 4.1.1. Принцип работы турбины | 142 |
| | 173 |

| | |
|---|------------|
| 4.1.2. Использование энергии избыточного давления острого пара | 145 |
| 4.1.3. Устройство турбин с противодавлением | 150 |
| 4.1.4. Расчет энергетических параметров | 152 |
| 4.2. Использование энергии избыточного давления природного газа | 154 |
| 4.3. Повышение давления (компрессия) отработанного пара | 159 |
| 4.4. Использование отработанного пара для выработки электроэнергии | 167 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 169 |

Учебное издание

Сухоцкий Альберт Борисович

ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Учебно-методическое пособие

Редактор *Р. М. Рябая*

Компьютерная верстка *Е. В. Ильченко*

Корректор *Р. М. Рябая*

Подписано в печать 04.06.2014. Формат 60×84¹/₁₆.
Бумага офсетная. Гарнитура Таймс. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 10,2. Уч.-изд. л. 10,4.
Тираж 70 экз. Заказ .

Издатель и полиграфическое исполнение:
УО «Белорусский государственный технологический университет».
Свидетельство о государственной регистрации издателя,
изготовителя, распространителя печатных изданий
№ 1/227 от 20.03.2014.
ЛП № 02330/12 от 30.12.2013.
Ул. Свердлова, 13а, 220006, г. Минск.