

Г.И. Жихар

Котельные установки тепловых электростанций

Г.И. Жихар

Котельные установки тепловых электростанций

.....

*Допущено
Министерством образования
Республики Беларусь
в качестве учебного пособия
для студентов учреждений
высшего образования
по специальностям
«Тепловые электрические станции»,
«Паротурбинные установки атомных
электрических станций»*



Минск
«Вышэйшая школа»
2015

УДК 621.182:621.311.22(075.8)

ББК 31.37я73

Ж 75

Рецензенты: кафедра энергосбережения, гидравлики и теплотехники Белорусского государственного технологического университета (доктор технических наук, профессор *В.И. Володин*); профессор кафедры ППС Белорусского государственного аграрного технического университета доктор технических наук, профессор энергетики и электротехники *В.И. Русан*

Все права на данное издание защищены. Воспроизведение всей книги или любой ее части не может быть осуществлено без разрешения издательства.

Жихар, Г. И.

Ж 75 Котельные установки тепловых электростанций: учеб. пособие / Г.И. Жихар. — Минск : Вышэйшая школа, 2015. — 523 с. : ил.

ISBN 978-985-06-2554-0.

В учебном пособии приведены сведения по энергетическим топливам, их свойствам и расчетам продуктов сгорания, а также по эффективности использования теплоты топлива. Рассмотрены процессы подготовки твердых топлив к сжиганию в пылевидном состоянии. Изложены основные положения современной теории топочных процессов.

Освещаются физические процессы в топке и на внешней стороне поверхностей нагрева котла. Подробно рассмотрены способы сжигания различных топлив, конструкции горелок и топочных устройств. Приведены технические характеристики современных мощных паровых и водогрейных котлов, а также котлов с кипящим слоем.

Для студентов учреждений высшего образования теплоэнергетических специальностей, а также для инженеров-теплоэнергетиков, работающих в области эксплуатации котлов.

УДК 621.182:621.311.22(075.8)

ББК 31.37я73

ISBN 978-985-06-2554-0

© Жихар Г.И., 2015

© Оформление. УП «Издательство «Вышэйшая школа»», 2015

ПРЕДИСЛОВИЕ

Процесс сжигания в топочных устройствах энергетических котлов связан с подготовкой топлива и воздуха к сжиганию и сопровождается сопутствующими явлениями. Например, при сжигании твердые топлива подвергаются сушке и размолу, а воздух, применяемый как окислитель, – высокому нагреву. Сопутствующими процессами, в частности, являются шлакование топочной камеры и образование на конвективных поверхностях нагрева связанных отложений, а при сжигании мазутов – коррозия экранных поверхностей. Образование токсичных оксидов азота наблюдается при сжигании любого вида топлива.

Основная направленность данного учебного пособия состоит в раскрытии и анализе рабочих процессов, протекающих в энергетических котлах при сжигании топлива, что соответствует характеру подготовки инженеров-теплоэнергетиков как специалистов эксплуатационно-наладочного профиля.

Рассмотрены энергетические топлива и их технические характеристики, подготовка топлива к сжиганию и эффективность использования теплоты топлива в паровых котлах.

В учебном пособии последовательно освещаются общие вопросы физико-химических явлений сложного процесса горения топлива, дается описание различных способов сжигания энергетических топлив.

Вопросы организации топочных процессов и сжигания топлива рассматриваются с позиции теории горения и турбулентных струй. Такой подход позволяет разрабатывать более перспективные технологические методы камерного сжигания энергетических топлив и более совершенные топочные устройства с учетом физико-химических свойств топлив и их минеральных примесей, а также требуемой высокой интенсивности сжигания и теплопередачи в топочной камере при высокой надежности и экономичности работы котлов энергетических блоков тепловых электростанций. Большое внимание уделено организации сжигания топлива и конструкции топочных устройств, мероприятиям по снижению вредных выбросов оксидов азота в окружающую среду режимными способами.

В учебном пособии рассматриваются процессы, происходящие на внешней стороне поверхностей нагрева, т.е. механизм образования отложений и их очистка, абразивный износ конвективных поверхностей нагрева и коррозия поверхностей нагрева. Приводятся основные параметры современных энергетических и водогрейных котлов большой мощности, а также описание котлов с кипящим слоем.

Автор выражает благодарность сотрудникам кафедры «Тепловые электрические станции» БНТУ за оказанную помощь при оформлении рукописи учебного пособия.

ВВЕДЕНИЕ

Основными тепловыми агрегатами паротурбинной ТЭС являются паровой котел и паровая турбина. Паровой котел представляет собой системы поверхностей нагрева для производства пара из непрерывно поступающей в него воды путем использования теплоты, выделяющейся при сжигании топлива, которое подается в топку вместе с необходимым для горения воздухом. Поступающую в паровой котел воду называют питательной водой. Она подогревается до температуры насыщения – испаряется, а выделившийся из кипящей (котловой) воды насыщенный пар перегревается.

При сжигании топлива образуются продукты сгорания, которые в поверхностях нагрева отдают теплоту воде и пару. После поверхностей нагрева продукты сгорания при относительно низкой температуре удаляются из котла через дымовую трубу в атмосферу. На электростанциях большой мощности дымовые трубы выполняют высотой 200–300 м и больше, чтобы уменьшить местные концентрации загрязняющих веществ в воздухе.

В результате горения твердого топлива остаются зола и шлак, которые также удаляются из агрегата. Полученный в котле перегретый пар поступает в турбину, где его тепловая энергия превращается в механическую, передаваемую валу турбины. С последним связан электрический генератор, превращающий механическую энергию в электрическую. Отработанный пар из турбины направляют в конденсатор, в котором он охлаждается водой какого-либо природного (река, озеро, пруд, море) или искусственного (градирня) источника и конденсируется.

На рис. В.1 показана котельная установка с барабанным паровым котлом при сжигании твердого топлива.

Котельная установка – совокупность парового котла и вспомогательного оборудования, обеспечивающего его работу. В ее состав кроме парового котла входят оборудование топливоприготовления, тягодутьевая установка и устройства золоулавливания газовоздушного тракта котла, питательные насосы и регулирующие устройства питательного тракта, электродвигатели и системы управления и защиты парового котла.

Рядом с котлом располагаются система пылеприготовления из поступающего на станцию кускового топлива, тягодутьевая установка, обеспечивающая подачу воздуха в котел и отвод продуктов сгорания после их очистки в дымовую трубу. К обслуживанию котельной установки относят питательные насосы, подающие воду в котел, которые по технологической схеме расположены в турбинном отделении. На рисунке этот тракт начинается с питательных магистралей, пришедших из турбинного отделения. К котельной установке относится также система дренажей коллекторов и непрерывной продувки котла с оборудованием для использования теплоты этих потоков (сепараторы, теплообменники).

Топливо сжигается во взвешенном состоянии в большом объеме топочной камеры. Ее стены экранированы одним рядом плотно расположенных труб, внутри которых вверх в барабан поступают кипящая вода и насыщенный пар высокого давления. Далее насыщенный пар идет в пароперегреватель, состоящий из большого количества змеевиковых труб диаметром 32–42 мм, образующих два змеевиковых пакета, после чего – в главный паропровод и направляется в турбину.

Продукты сгорания на выходе из перегревателя при температуре около 700 °С омывают змеевиковые трубы поверхности экономайзера. Нагрев воздуха, поступающего в горелки топки, происходит в трубчатом воздухоподогревателе, где обеспечено перекрестное движение воздуха по отношению к газам. Он состоит из множества вертикальных труб диаметром 40 мм, внутри которых движутся горячие газы, а снаружи между трубами в поперечном направлении перемещается воздух.

Продукты сгорания после воздухоподогревателя называют уходящими газами.

Котел для сжигания твердого топлива имеет в нижней части топки устройство для удаления шлаков, образующихся в зоне ядра горящего факела. Это устройство называется холодной воронкой. При сжигании газа и мазута такой проблемы нет, и нижняя часть топки имеет горизонтальный под, выложенный огнеупорным материалом.

Обмуровка стен топочной камеры и газоходов данного котла крепится к специальному каркасу котла, который принимает на себя также массу металла всех поверхностей нагрева, коллекторов и барабана.

ГЛАВА 1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО И ЕГО КЛАССИФИКАЦИЯ

1.1. Виды топлива и его состав

Энергетическое топливо — горючие вещества, которые экономически целесообразно использовать для получения в промышленных целях больших количеств теплоты. Его основными видами являются органические топлива: угли, торф, горючие сланцы, древесина, продукты переработки нефти (мазута), природный газ.

Угли ископаемые — твердое горючее полезное ископаемое растительного происхождения. Характеристики и состав твердого топлива, в том числе и выход летучих веществ, спекаемость кокса, оказывают сильное влияние на процесс горения угля. С увеличением выхода летучих веществ и содержания в них более реакционноспособных газов воспламенение топлива становится легче, а кокс, благодаря большой пористости, получается более реакционноспособным. В соответствии с существующей классификацией (ГОСТ 25543) ископаемые угли подразделяются на три вида в зависимости от основных генетических признаков (табл. 1.1), в качестве которых рассматриваются: средний показатель отражения витринита R_o , теплота сгорания влажной беззольной массы Q_s^{af} и выход летучих веществ на сухую беззольную массу V^{daf} .

Таблица 1.1. Основные показатели качества углей

Вид угля	Средний показатель отражения витринита, R_o	Теплота сгорания влажной беззольной массы Q_s^{af} , кДж/кг	Выход летучих веществ на сухую беззольную массу, V^{daf} , %
Бурый уголь	Менее 0,6	Менее 24	—
Каменный уголь	0,4–2,59	24 и более	8 и более
Антрацит	2,20 и более	—	Менее 8

В зависимости от технологических свойств бурые угли, каменные угли и антрациты объединяются в технологические марки, группы и подгруппы.

Бурые угли в зависимости от величины максимальной влагоемкости на беззольное топливо W_{\max}^{af} делятся на три группы.

К группе 1Б относятся бурые угли с максимальной влагоемкостью 50% и более, к группе 2Б – угли с максимальной влагоемкостью 30–50%, к группе 3Б – угли с максимальной влагоемкостью менее 30%.

Бурые угли характеризуются высоким (более 40%) выходом летучих веществ на сухую беззольную массу, неспекшимся коксовым остатком, пониженным содержанием углерода и повышенным содержанием кислорода. При сушке на воздухе теряют механическую прочность и растрескиваются, обладают повышенной склонностью к самовозгоранию.

Каменные угли и антрациты в зависимости от выхода летучих веществ и толщины пластического слоя делятся на технологические марки, а те, в свою очередь, – на группы. Перечень и обозначение марок и групп приведен в табл. 1.2.

Таблица 1.2. Перечень и обозначение марок и групп каменных углей и антрацитов

Марка угля	Обозначение	Группа	Выход летучих веществ на сухую беззольную массу, %	Характеристика нелетучего остатка
1	2	3	4	5
Длиннопламенный	Д	–	Более 42	От порошкообразного до слабоспекающегося
Газовый	Г	1Г, 2Г	35 и более	Спекшийся
Газовый жирный отощенный	ГЖО	1ГЖО, 2ГЖО	37	–
Газовый жирный	ГЖ	1ГЖ, 2ГЖ	31–37	Спекшийся
Жирный	Ж	1Ж, 2Ж	24–37	Спекшийся
Коксовый жирный	КЖ	–	25–33	Спекшийся
Коксовый	К	1К, 2К	17–33	Спекшийся
Коксовый отощенный	КО	1 КО, 2КО	18–26	–
Коксовый слабоспекшийся	КС	1КС, 2КС	17–29	–

1	2	3	4	5
Отощенный спекшийся	ОС	1ОС, 2ОС	14–27	–
Тощий спекшийся	ТС	–	10–14	–
Слабоспекшийся	СС	1СС, 2СС, 3СС	17–37	От порошкообразного до слабоспекшегося
Тощий	Т	1Т, 2Т	9–17	От порошкообразного до слабоспекшегося
Антрациты	А	1А, 2А, 3А	2–9	Не спекающийся

Приведенная выше классификация не охватывает ископаемые угли, подвергшиеся окислению в природных условиях в период формирования угольных залежей. Примером окисления углей могут служить каменные угли Кузнецкого бассейна I и II второй групп окисленности, сажистые (выветренные) бурые угли Канско-Ачинского бассейна и др. Окисленные угли характеризуются пониженной высшей теплотой сгорания на сухую беззольную массу Q_s^{daf} (I группа окисленности на 10%, II группа – на 25%), повышенной зольностью и влажностью, частичной или полной потерей спекаемости. Так, например, неокисленные угли марки ДР Кузнецкого бассейна подземной добычи имеют $Q_s^{daf} = 32,3$ МДж/кг и $W_i^r = 12\%$; угли I группы окисленности ДРОК I характеризуются $Q_s^{daf} = 30,8$ МДж/кг и $W_i^r = 15\%$; угли II группы окисленности ДРОК II имеют $Q_s^{daf} = 28,5$ МДж/кг и $W_i^r = 18\%$.

Угли с высокой степенью углефикации ($C^{daf} = 90–93\%$), малым выходом летучих веществ на сухую беззольную массу ($V^{daf} = 2–9\%$) и теплотой сгорания несколько меньшей, чем у тощих углей, относят к антрацитам.

При рассортировке по крупности (грохочении) ископаемые угли и сланцы разделяются на классы в соответствии с ГОСТ 19242 (табл. 1.3).

Таблица 1.3. Классификация углей и сланцев по размеру кусков

Класс	Обозначение	Размер кусков, мм
Плитный	П	100–200 (300)
Крупный	К	50–100
Орех	О	25–50
Мелкий	М	13–25
Семечко	С	6–13
Штыб	Ш	0–16
Рядовой	Р	0–200 (300)

В некоторых случаях допускается при маркировке топлива изменять пределы крупности в классах: 100 мм на 80 мм, 50 мм на 40 мм, 25 на 20 мм, 13 мм на 10 мм, 6 мм на 5(8) мм, либо использовать смешанные классы ПК, ОМ, МС, ОМСШ, МСШ, СШ. Верхний предел 300 мм распространяется только на предприятия с открытым способом добычи.

Торф – горючее вещество бурого или черного цвета. Его горючая масса содержит очень большое количество кислорода, равное 33%. В торфе обычно мало серы, сравнительно немного золы ($A^d = 5–10\%$), но очень много влаги. Влажность торфяной массы в залежах доходит до 80–85%, поэтому процесс добычи торфа состоит из двух этапов: извлечение из залежи и сушка на воздухе до влажности порядка 40–50%. Теплота сгорания Q_i^r товарного торфа нормального качества ($W_i^r = 40–50\%$) находится в пределах 8,38–10,47 МДж/кг (2000–2500 ккал/кг). Выход летучих веществ у торфа достигает порядка 70%. Зола торфа обычно легкоплавкая и имеет температуру плавления t_c около 1000 °С.

По способу добычи торф разделяют на торф ручной резки, машиноформовочный, гидроторф и фрезерный. Первые два способа применяют для добычи небольших количеств кускового торфа, третий – для получения больших количеств кускового торфа машинами и четвертый – для получения мелких частиц размером 0,5–25 мм. Как и древесина, торф является возобновляющимся минеральным топливом: ежегодный прирост увеличивает запасы 1 га залежи на 1–2 т сухого торфа. Торф используется в качестве топлива, удобрений, подсти-

лочного и теплоизоляционного материала и т.д. Брикетирование натурального топлива позволяет получить для бытовых нужд топливо с влажностью 12–15%, теплотой сгорания около 18,8 МДж/кг (4500 ккал/кг) и механической прочностью на изгиб 30–35 кгс/см².

В современной энергетике широкое применение находит только фрезерный торф, как наиболее дешевый. При фрезерном способе добычи торфа торфяную массу взрыхляют на небольшую глубину (5–35 мм). Получающаяся торфяная крошка подсушивается, после чего ее убирают в штабеля. Большие запасы торфа имеются в Беларуси, в Ленинградской, Тверской, Ивановской, Нижегородской и Кировской областях России, а также на Урале, в Сибири и на Дальнем Востоке. Для ряда районов европейской части СНГ использование фрезерного торфа экономичнее, чем дальнепривозного угля. Однако малая транспортабельность фрезерного торфа и ограниченная мощность отдельных месторождений затрудняют строительство современных мощных электростанций, работающих на торфе.

Топливный фрезерный торф, предназначенный для пылевидного сжигания, должен удовлетворять следующим требованиям (табл. 1.4).

Таблица 1.4. Требования к топливному фрезерному торфу

Показатели	Норма
Содержание общей влаги W_i^r , %, не более	52
Зольность A^d , %, не более	23
Засоренность посторонними горючими примесями (куски размером не более 25 мм), %, не более	8

Сланцы – минеральные глинистые или мергелистые породы, пропитанные органическими веществами, содержащими клетчатку, воск, жирные кислоты и т.д. Куски сланцев обычно имеют серый цвет, легко делятся на слои. Зольность сланцев доходит до 50–60%, влажность также повышенная – 15–20%. Вследствие большого балласта их теплота сгорания низкая – 5,87–10 МДж/кг (1400–2400 ккал/кг) при высокой теплоте горючей массы $Q_i^{daf} = 27,2–33,5$ МДж/кг (6500–8000 ккал/кг).

Высокое содержание водорода в горючей массе ($H^{daf} = 7,5–9,5\%$) обуславливает большой выход летучих веществ

($V^{daf} = 80-90\%$) и их легкую воспламеняемость. В состав сланцы входит значительное количество (12,5–16,5%) карбонатов, зола сланцев имеет порядка 40% содержания окиси кальция, около 30% окиси кремния. Температура плавления золы сланцев 1150–1450 °С.

Топливо с высокими зольностью и влажностью из-за большого содержания внешнего балласта целесообразно использовать вблизи места его добычи для уменьшения производственных транспортных расходов на перевозку большой массы золы и влаги. Основным районом добычи сланцев является северо-запад европейской части, однако роль сланцев как топлива значительна лишь в Эстонии. Добытый сланец идет на переработку для получения сланцевого масла, газа и другого химического сырья и применяется в качестве топлива на электрических станциях.

Древесина (дрова) – топливо, потребляемое только в мелких бытовых установках, в промышленных установках используются отходы производства и лесозаготовок (древесная щепа, опилки, обрезки, стружка, кора).

Местные виды топлива – местные природные топливные ресурсы, добытые на территории Республики Беларусь и использованные в качестве котельно-печного топлива: топливный торф, дрова, для отопления, отходы лесозаготовки и деревообработки и прочие виды природного топлива.

Состав горючей массы древесины мало изменяется для разных пород дерева и может быть охарактеризован следующими величинами: $C^{daf} = 50\%$, $H^{daf} = 6\%$, $N^{daf} = 6\%$, $O^{daf} = 43,4\%$, выход летучих веществ $V^{daf} = 85\%$, содержание очень тугоплавкой золы на сухую массу $A^{af} = 1-2\%$ в зависимости от способа транспорта с места заготовок; содержание влаги 20–60% на рабочую массу зависит от части ствола дерева, времени его срезки или заготовки, длительности хранения и способа перевозки. Теплота сгорания древесины на горючую массу составляет 18,8 МДж/кг (4500 ккал/кг).

Дрова заготавливают в виде поленьев длиной 1 м; дрова считаются сухими при содержании влаги $\leq 25\%$ и сырыми при содержании влаги $\geq 35\%$. Масса 1 м³ древесины колеблется в пределах 350–800 кг. Высокая влажность и низкая теплота сгорания делают древесное топливо невыгодным для дальних перевозок. Для сжигания древесину в специальных дробилках превращают в щепу размером 50×50×30 мм, что позволяет использовать древесные отходы в качестве топлива.

Для специальных целей путем сухой перегонки из древесины получают так называемый древесный уголь, имеющий состав: $C^{daf} = 80-90\%$, $H^{daf} = 2-4\%$, $O^{daf} + N^{daf} = 6-16\%$, $V^{daf} = 8-12\%$, $A^{daf} = 2\%$, $W_i^{daf} = 10\%$ и $Q_i^{daf} \geq 29,9-31,4$ МДж/кг (700–7500 ккал/кг) и насыпную массу 150–200 кг/м³. Древесина является одним из самых молодых видов твердого топлива.

К древесине близки некоторые отходы продуктов сельского хозяйства (табл. 1.5).

Таблица 1.5. Состав и теплота сгорания растительных отходов сельского хозяйства

Топливо	Состав топлива, %							Выход летучих веществ V^{daf} , %	Теплота сгорания Q_i^r	
	C ^r	H ^r	O ^r	N ^r	S ^r	A ^r	W ^r		МДж/кг	ккал/кг
Солома	42,7	5,3	36,9	0,5	0,1	4,5	10	80	15,7	3750
Стебли хлопчатника	40,0	5,0	36,0	0,5	0,1	3,4	15	80	14,5	3470
Костра льняная	43,5	5,4	36,6	0,5	0,1	2,9	11	80	19,1	4560
Лузга подсолнуха	42,5	4,9	34,6	0,44	0,16	2,4	15	80	19,1	4570
Шелуха рисовая	35,4	4,3	30,2	0,5	0,10	19,5	10	80	18,7	4460

Мазут – остаточный продукт нефтепереработки; в соответствии с ГОСТ 10585 применяется в качестве жидкого котельного топлива, бывает двух марок: 40 и 100. Марка топлива определяется предельной величиной вязкости при 80 °С составляющей:

- для мазута 40 – 8 °ВУ (градусов условной вязкости);
- для мазута 100 – 16 °ВУ.

Предельная зольность A^d мазутов 40 и 100 установлена:

- для малозольных мазутов – 0,04 и 0,05 соответственно;
- для зольных мазутов – 0,12 и 0,14 соответственно.

По содержанию серы мазуты разделяются:

- на низкосернистые (массовая доля серы $\leq 0,5\%$);
- малосернистые (массовая доля серы $\leq 1,0\%$);

- сернистые (массовая доля серы $\leq 2,0\%$);
- высокосернистые (массовая доля серы $\leq 3,5\%$).

Расчетные характеристики мазута 40 и 100 приведены в табл. 1.6.

Газообразное топливо – смесь горючих и негорючих газов, содержащих некоторое количество примесей в виде водяного пара и пыли (механические примеси).

Различают следующие виды газообразного топлива: природный газ, попутные газы и промышленные газы (доменный, коксовый, синтез-газ).

Физико-химические показатели природного горючего газа определяются ГОСТ 5542, согласно которому низшая теплота сгорания при $20\text{ }^\circ\text{C}$ и $101,3\text{ кПа}$ должна быть не менее $31,8\text{ МДж/м}^3$ (7600 ккал/м^3), содержание сероводорода не более $0,02\text{ г/м}^3$, меркаптановой серы не более $0,036\text{ г/м}^3$.

Доменный газ перед поступлением к потребителю подвергается охлаждению и очистке от пыли в скрубберах или дезинтеграторах. Потребителю подается газ, насыщенный водой и содержащий пыль в количестве $0,1\text{--}1,0\text{ г/м}^3$ при скрубберной очистке и $0,01\text{--}0,3\text{ г/м}^3$ при очистке в дезинтеграторах. В неочищенном газе содержится $7\text{--}12\text{ г/м}^3$ пыли. Коксовый газ, как правило, направляется потребителю после очистки от смолы, бензола, нафталина и аммиака («обратный газ»).

Очищенный газ содержит следы смолы, пыли и до 4 г/м^3 бензола. Влагосодержание его соответствует насыщению при $25\text{--}35\text{ }^\circ\text{C}$. В неочищенном газе содержится до $27\text{--}32\text{ г/м}^3$ бензола, следы смолы, нафталина и аммиака. Теплота сгорания сухого природного газа колеблется в пределах $35,5\text{--}37,56\text{ МДж/м}^3$ ($8479\text{--}8971\text{ ккал/м}^3$).

Месторождения природного и попутного газов и их характеристики приведены в табл. 1.7.

Теплота сгорания газообразного топлива принимается по calorиметрическим данным. При отсутствии таких данных теплота сгорания 1 м^3 газа при нормальных условиях ($101,3\text{ кПа}$ и $0\text{ }^\circ\text{C}$) подсчитываются по формуле смешения

$$Q_i^d = 0,01 \left[Q_{\text{H}_2\text{S}} \text{H}_2\text{S} + Q_{\text{CO}} \text{CO} + Q_{\text{H}_2} \text{H}_2 + \sum Q_{\text{C}_m\text{H}_n} \text{C}_m\text{H}_n \right], \text{кДж/м}^3, \quad (1.1)$$

где $Q_{\text{H}_2\text{S}}$, Q_{CO} и т.д. – теплота сгорания каждого газа, входящего в состав топлива, кДж/м^3 ; теплота сгорания отдельных газов приведена в табл. 1.8; H_2S , CO и т.д. – содержание отдельных газов, входящих в состав газообразного топлива; объемный состав газа приведен в табл. 1.7.

Ископаемое твердое топливо характеризуется общностью происхождения горючей части и состоит в основном из растительной массы, но также содержит большее или меньшее количество белковых и жировых веществ животного происхождения.

Процессы преобразования исходной органической массы протекали с постепенным обуглероживанием (углефикацией) топлива, т.е. повышением в нем содержания углерода и уменьшением количества кислорода и водорода. Чем больше степень углефикации топлива, тем больше в нем углерода.

Разнообразие видов твердых ископаемых топлив обусловлено различием состава исходной материнской массы и условий, при которых происходили процессы ее преобразования. Начальные стадии разложения в толще отмершей многоклеточной растительности, происходящие в заболоченных местах, где слой воды препятствует свободному доступу воздуха, называются *оторфенением*.

Процесс оторфенения приводит к образованию темно-бурой массы — торфа, в котором еще встречаются остатки неразложившихся частей растений (листьев, стеблей). Степень разложения торфяной массы колеблется в очень широких пределах.

Дальнейшие процессы преобразования торфяной массы приводят к образованию бурых углей. Продуктами последующих процессов преобразования бурых углей являются каменные угли и антрацит.

Скорость протекания процессов разложения исходной материнской массы ископаемых топлив зависит от ряда факторов, из которых немаловажное значение имеют условия залегания, наличие почвенных вод, различные геологические явления (в первую очередь горообразование, способное значительно изменять давление и температуру в подпочвенных слоях). Поэтому степень углефикации топлива, характеризующая глубину происшедших преобразований материнской массы (т.е. химический возраст топлива), далеко не всегда совпадает с геологическим возрастом топлива. Так, например, бурый уголь Подмосковского бассейна имеет такой же геологический возраст, как и кизеловский каменный уголь Урала, но геологически древнее каменных углей Донецкого бассейна.

К твердым ископаемым топливам относятся и горючие сланцы. Они представляют собой минеральные породы (глинистые, мергелистые), пропитанные органическими веществами.

Естественным жидким топливом является нефть — смесь жидких углеводородов различных молекулярных весов и групп. Кроме того, в ней содержится некоторое количество жидких кислородных, сернистых и азотистых соединений.

Природный газ чисто газовых месторождений состоит в основном из метана CH_4 (95–98%). В составе природных газов, сопутствующих нефтяным месторождениям (попутных газов), имеются относительно большие количества других углеводородов метанового ряда с общей формулой $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$.

В искусственных газообразных топливах (газ доменных и коксовых печей, генераторный и водяной газ) метана содержится мало. Горючими составляющими в них являются в основном водород H_2 и окись углерода CO .

В отличие от природных газов, в которых негорючих примесей — азота и углекислого газа — немного, содержание балластных примесей в искусственных газах иногда достигает 60–70%. Кроме того, в них могут присутствовать также частички угля и золы.

Химический состав газообразных топлив определяется сравнительно просто газовым анализом. Горючая часть жидких и особенно твердых топлив состоит из весьма сложных органических соединений, молекулярное строение и свойства которых изучены пока еще недостаточно. Элементарный химический состав топлив не может дать полного представления о свойствах топлива, так как он не отражает химической природы: входящих в него соединений. Однако он дает возможность производить ряд важных технических расчетов (например, подсчет количества необходимого воздуха для полного сгорания топлива, объемов продуктов сгорания и т.д.).

Условная горючая часть топлива содержит углерод, водород, кислород, азот и серу.

Основным элементом горючей части всех топлив является углерод. Углерод в топливе обуславливает выделение основного количества тепла. Чем больше углерода в твердом топливе, тем труднее оно воспламеняется.

Содержание водорода в горючей массе твердых и жидких топлив колеблется от 2 до 10%: больше его в мазуте и горючих сланцах, меньше всего в антраците. Особенно много водорода в природном газе. При сгорании водород выделяет на единицу массы примерно в 4,4 раза больше теплоты, чем углерод.

Кислород и азот являются органическим балластом в топливе и уменьшают содержание в нем горючих элемен-

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ	5
Глава 1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО И ЕГО КЛАССИФИКАЦИЯ	8
1.1. Виды топлива и его состав	8
1.2. Химический состав топлива	18
1.3. Теплота сгорания топлива	23
1.4. Условное топливо и приведенные характеристики	29
1.5. Технические характеристики твердого топлива	30
1.5.1. Выход летучих веществ и свойства твердого горючего остатка	30
1.5.2. Минеральные примеси топлива	32
1.5.3. Влага твердого топлива	37
1.5.4. Технологические показатели влажности топлива	38
1.6. Технические характеристики мазута	40
1.7. Технические характеристики природного газа	48
Глава 2. ПОДГОТОВКА ТОПЛИВА К СЖИГАНИЮ В КАМЕРНЫХ ТОПКАХ	51
2.1. Подготовка к сжиганию твердого топлива	51
2.1.1. Общие положения	51
2.1.2. Удаление из топлива посторонних включений	52
2.1.2.1. Удаление из топлива магнитных металлических предметов	52
2.1.2.2. Удаление из топлива древесных включений	55
2.1.2.3. Удаление из топлива колчедана	56
2.1.2.4. Грохоты	58
2.1.3. Дробление топлива	60
2.1.3.1. Схемы дробления	60
2.1.3.2. Валковые дробилки	61
2.1.3.3. Молотковые дробилки	65
2.1.4. Свойства и характеристики угольной пыли	67
2.1.4.1. Тонкость размолта и зерновая характеристика пыли	67
2.1.4.2. Поверхность пыли	74
2.1.4.3. Плотность пыли	75
2.1.4.4. Влажность пыли	77
2.1.4.5. Взрываемость пыли	78
2.1.4.6. Абразивность топлива	81
2.1.5. Размол топлива	84
2.1.5.1. Коэффициент размолоспособности топлива	85
2.1.5.2. Оптимальная степень размолта	87
2.1.6. Конструкции мельниц для размолта топлива	89
2.1.6.1. Шаровые барабанные мельницы	89
2.1.6.2. Молотковые мельницы	99

2.1.6.3. Среднеходные мельницы	103
2.1.6.4. Мельницы-вентиляторы	107
2.1.7. Системы приготовления пыли	110
2.1.7.1. Индивидуальные системы приготовления пыли	110
2.1.7.2. Центральная схема пылеприготовления	115
2.1.8. Элементы систем пылеприготовления	118
2.1.8.1. Сепараторы	118
2.1.8.2. Циклоны	126
2.1.8.3. Мигалки	130
2.1.8.4. Пылепитатели	131
2.1.9. Выбор системы пылеприготовления и типа мельниц	134
2.1.10. Взрывы угольной пыли в пылеприготовительных установках и меры для их предотвращения	138
2.2. Подготовка к сжиганию мазута и природного газа	140
2.2.1. Подготовка к сжиганию мазута	140
2.2.2. Подготовка к сжиганию газообразного топлива	142
Глава 3. ОСНОВЫ ТЕОРИИ ТОПОЧНЫХ ПРОЦЕССОВ	145
3.1. Кинетика химических реакций горения	145
3.2. Диссоциация продуктов горения и ее влияние на температуру горения	149
3.3. Скорость химических реакций	151
3.4. Влияние температуры и давления на скорость химических реакций	153
3.5. Цепные реакции	157
3.6. Кинетическая и диффузионная области горения	160
3.7. Аэродинамические особенности свободной турбулентной струи	164
3.8. Процессы воспламенения и распространения пламени	166
3.8.1. Самовоспламенение твердого топлива	171
3.8.2. Вынужденное воспламенение (техническое зажигание)	174
3.8.3. Концентрационные границы зажигания	174
3.8.4. Нормальная скорость распространения пламени	176
3.9. Турбулентное диффузионное горение газа	180
3.10. Смешанный принцип сжигания газа	184
3.11. Интенсификация сжигания газообразного топлива	187
3.12. Горение жидкого топлива	190
3.13. Горение твердого топлива	197
Глава 4. ТЕПЛООБМЕН В КОТЕЛЬНОМ АГРЕГАТЕ	206
4.1. Особенности теплообмена в топке котла	206
4.2. Расчет суммарного теплообмена в топке котла	211
4.3. Лучистый теплообмен в газоходах котла	224
4.4. Конвективный теплообмен в газоходах котла	227
Глава 5. ПРОДУКТЫ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА	232
5.1. Теоретически необходимое количество воздуха	232
5.2. Теоретические объемы продуктов сгорания	233

5.3. Действительные объемы продуктов сгорания	235
5.4. Определение коэффициента избытка воздуха	237
5.5. Энтальпия продуктов сгорания	240

Глава 6. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА. 242

6.1. Тепловой баланс парового котла	242
6.2. Анализ тепловых потерь	247
6.2.1. Потери теплоты с уходящими газами	247
6.2.2. Потеря теплоты с химическим недожогом топлива	251
6.2.3. Потеря теплоты с механическим недожогом топлива	253
6.2.4. Потеря теплоты от наружного охлаждения	257
6.2.5. Потеря с физической теплотой шлаков	259
6.2.6. Оптимизация коэффициента избытка воздуха в топке котла по сумме тепловых потерь	260

Глава 7. ТОПОЧНЫЕ КАМЕРЫ ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ ПАРОВЫХ КОТЛОВ 262

7.1. Основные характеристики камерных топок	262
7.2. Пылеугольные горелки.	266
7.2.1. Вихревые горелки	267
7.2.2. Прямоточные горелки.	275
7.2.3. Комбинированные пылеугольные горелки	280
7.2.4. Фронтальная компоновка горелок	285
7.2.5. Встречная компоновка горелок	288
7.2.6. Встречно-смещенная компоновка горелок	289
7.2.7. Тангенциальная компоновка горелок.	291
7.3. Камерные топки с твердым шлакоудалением.	293
7.3.1. Топки с молотковыми мельницами	298
7.3.2. Топки с мельницами-вентиляторами	303
7.3.3. Топки с пылеконцентратором	305
7.3.4. Вихревые топки	307
7.4. Топки с жидким шлакоудалением	310
7.4.1. Циклонные топки	321
7.4.2. Топочное оборудование	331

Глава 8. ТОПОЧНЫЕ КАМЕРЫ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗА И МАЗУТА В ПАРОВЫХ КОТЛАХ 339

8.1. Конструктивные схемы газомазутных топок	339
8.2. Газомазутные топки	344
8.3. Мазутные форсунки	350
8.4. Газомазутные горелки	364
8.5. Расчет газовых горелок	381
8.6. Эксплуатация газомазутных топок	385
8.7. Топки для газообразного топлива	387
8.8. Эксплуатация газовых топок	391
8.9. Эксплуатация пылегазовых топок	394

8.10. Снижение выбросов оксидов азота в окружающую среду режимными методами	395
---	-----

Глава 9. ПРОЦЕССЫ НА ВНЕШНЕЙ СТОРОНЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА 405

9.1. Загрязнения поверхностей нагрева летучей золой	405
9.2. Механизм шлакообразования и его предупреждение	413
9.3. Износ поверхностей нагрева летучей золой	417
9.4. Коррозия поверхностей нагрева со стороны греющих газов	428
9.4.1. Высокотемпературная коррозия	428
9.4.2. Низкотемпературная коррозия	430
9.4.3. Защита воздухоподогревателей от низкотемпературной коррозии	440
9.5. Очистка поверхностей нагрева котлов	448
9.5.1. Выбор обдувочного агента	448
9.5.2. Выдвижные обдувочные аппараты	449
9.5.3. Стационарные обдувочные устройства	456
9.5.4. Очистка топочных экранов водой	459
9.5.5. Вибрационные устройства	460
9.5.6. Дробеструйные устройства	461
9.5.7. Устройства для обдувки регенеративных воздухоподогревателей	466
9.5.8. Обмывка регенеративных воздухоподогревателей	468
9.5.9. Очистка регенеративных воздухоподогревателей нагревом продуктами сгорания	470
9.5.10. Импульсная очистка регенеративных воздухоподогревателей	471

Глава 10. КОТЛЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ 473

10.1. Основные определения и классификация котлов	473
10.2. Стальные водогрейные котлы	487
10.3. Котлы-утилизаторы	495
10.4. Котлы с кипящим слоем	500
ЛИТЕРАТУРА	517

Учебное издание

Жихар Георгий Иосифович

**КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Учебное пособие

Редакторы *Е.Н. Шульганова, Е.З. Липень*
Художественный редактор *Т.В. Шабунько*
Технический редактор *Н.А. Лебедевич*
Корректор *Е.З. Липень*
Компьютерная верстка *И.В. Войцехович*

Подписано в печать 12.11.2015. Формат 84×108/32. Бумага офсетная.

Гарнитура «Times New Roman». Офсетная печать.

Усл. печ. л. 27,72. Уч.-изд. л. 32,7. Тираж 600 экз. Заказ 2250.

Республиканское унитарное предприятие
«Издательство “Вышэйшая школа”».

Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 1/3 от 08.07.2013.

Пр. Победителей, 11, 220048, Минск.

e-mail: market@vshph.com <http://vshph.com>

Открытое акционерное общество «Типография “Победа”».

Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий № 2/38 от 29.01.2014.

Ул. Тавлая, 11, 222310, Молодечно.