

ФОРМИРОВАНИЕ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЯ
ПАРОВЫХ КОТЛОВ

THE FORMATION OF INITIAL DATA
FOR DESIGNING AND MODELING
THE STEAM BOILERS

THE MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF THE RUSSIAN
FEDERATION
NATIONAL RESEARCH
TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY

A.V. Gil

**THE FORMATION OF INITIAL DATA
FOR DESIGNING AND MODELING
THE STEAM BOILERS**

Textbook

Edited by A.S. Zavorin, PhD

Scientific & Technical Translations



PUBLISHING

Tomsk – 2013

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФГБОУ ВПО “НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ”

А.В. Гиль

**ФОРМИРОВАНИЕ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЯ
ПАРОВЫХ КОТЛОВ**

Учебное пособие

Под научной редакцией д.т.н. А.С. Заворина

Scientific & Technical Translations



ИЗДАТЕЛЬСТВО

Томск – 2013

УДК 621.181

Г 47

Гиль А.В. **Формирование исходных данных для проектирования и моделирования паровых котлов** : учебное пособие / под науч. ред. д.т.н. А.С. Заворина ; Томский политехнический университет. – Томск : STT, 2013. – 72 с.

ISBN 978-5-93629-480-8

Пособие содержит методику формирования исходных данных как основы последующего теплового расчета, проектирования или моделирования парового котла, а также нормативно-справочный материал, рекомендации по компоновке топочной камеры и поверхностей нагрева котла.

Предназначено для студентов высших учебных заведений по специальности 140502 "Котло- и реакторостроение", бакалавриата по направлению 141100 "Энергетическое машиностроение", магистратуры по направлению 140100 "Теплоэнергетика и теплотехника" при изучении дисциплин профессионального цикла, выполнении курсового проекта и выпускной квалификационной работы. Теоретические положения и рекомендации могут быть использованы также при подготовке курсов лекций и спецкурсов по другим направлениям и специальностям. Представленная в пособии структура теплового расчета и рекомендации по конструированию котлов имеют междисциплинарный характер и представляют практическую значимость для специалистов по энергомашиностроению и теплоэнергетике.

УДК 621.181

Рецензенты:

Федецкий И.И. – к.т.н., доцент, главный инженер ООО "Сибтерм".

Почуев В.Ф. – к.т.н., председатель Томского регионального отделения Российского союза научных и инженерных общественных организаций.

ISBN 978-5-93629-480-8

© А.В. Гиль, 2013

© ФГБОУ ВПО "Национальный исследовательский Томский политехнический университет", 2013

© Обложка. Макет. STT™, 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	7
Глава 1. Характеристики сжигаемого топлива и систем топливоподготовки	8
1.1. Теплотехнические характеристики энергетического топлива	8
1.2. Выбор системы пылеприготовления и углеразмельных мельниц	15
1.3. Газовое хозяйство	21
1.4. Мазутное хозяйство	22
Глава 2. Базовые расчетные параметры и компоновочные схемы	24
2.1. Определение расчетных температур и компоновка поверхностей нагрева	24
2.2. Выбор топочного устройства и компоновки котла	27
2.3. Выбор способа шлакоудаления	33
2.4. Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания	33
2.5. Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания	42
2.6. Определение КПД и расхода топлива котельного агрегата	45
Заключение	56
Литература	57
Приложения	58
Summary	71

ПРЕДИСЛОВИЕ

Жизнь в современном мире не представляется возможной без потребления электрической и тепловой энергии, основная доля которых генерируется на теплоэлектростанциях (ТЭС).

Поскольку одним из основных энергогенерирующих агрегатов ТЭС является паровой котел, к которому предъявляются высокие требования энергоэффективности, надежности и экологически чистой работы, то овладение методом теплового расчета и основами конструирования энергетических котлов для специалистов высокой квалификации является неотъемлемой частью знаний, навыков и умений.

Изложенные рекомендации к обоснованию, выбору и последовательности формирования исходных данных способствуют повышению качества выполняемых расчетов при проектировании и моделировании котельных агрегатов.

Представленный в пособии материал ориентирован на расчет и проектирование котельных агрегатов с естественной циркуляцией и факельным сжиганием органических топлив и основан на нормативном методе теплового расчета котлов [1], учебных пособиях Фурсова И.Д. [2], Липова Ю.М. [3] и других авторов.

ВВЕДЕНИЕ

Изучаемые специальные дисциплины на теплоэнергетических направлениях и специальностях тесно связаны с разработкой конструкций котельных агрегатов, технологий сжигания органических топлив, теплообменом в поверхностях нагрева и надежной и безопасной эксплуатацией элементов котельной установки. Несмотря на известность основных физических процессов для студентов, происходящих в котле, разработка проекта котла является сложной и многоплановой задачей.

На начальном этапе расчета, проектирования или моделирования необходимо сформировать исходные данные с учетом параметров и предъявляемых требований к котельному агрегату. Качественное формирование исходных данных позволит на высоком техническом уровне выполнить проект или модель котла с меньшим числом вариантных оптимизационных расчетов.

Тепловой расчет может быть поверочным или конструктивным. Поверочный расчет направлен на определение тепловосприятости поверхности и конечной температуры среды по уравнению теплового баланса, предварительно оценивая конечную температуру одной из сред. Далее рассчитывают коэффициент теплопередачи, температурный напор и по уравнению теплообмена величину тепловосприятости поверхности нагрева. При поверочном расчете отдельных поверхностей обычно задаются температурами каждой из сред только на одном конце поверхности. Температура сред на другом конце определяется путем последовательных приближений: определяются температуры воды, пара, воздуха и дымовых газов на границах между отдельными поверхностями нагрева. Определяются также коэффициент полезного действия, расход топлива, расход и скорости пара, воздуха и продуктов сгорания по принятой конструкции и размерам котла или отдельных элементов для заданной нагрузки и вида топлива.

Конструктивный расчет котла или отдельных его элементов направлен на определение тепловосприятости по заданным температурам дымовых газов и обогреваемой среды, а далее рассчитывается температурный напор и коэффициент теплопередачи. Из уравнения теплообмена определяется величина поверхности нагрева. В частности определяются размеры топки и поверхностей нагрева котла, необходимых для обеспечения номинальной производительности при номинальных параметрах пара и питательной воды.

ГЛАВА 1

ХАРАКТЕРИСТИКИ СЖИГАЕМОГО ТОПЛИВА И СИСТЕМ ТОПЛИВОПОДГОТОВКИ

1.1. Теплотехнические характеристики энергетического топлива

1.1.1. К энергетическому топливу относятся вещества, которые экономически целесообразно применять для получения большого количества тепла в целях промышленного использования. Это такие органические топлива как торф, горючие сланцы, угли, продукты нефтепереработки, природный и попутный газ.

1.1.2. Среди твердых топлив, используемых в энергетике, основную долю составляют угли, которые в зависимости от основных генетических признаков (средний показатель отражения витринита R_o , теплота сгорания влажной беззольной массы Q_s^{af} и выход летучих веществ на сухую беззольную массу V^{daf}) согласно (ГОСТ 25543) подразделяются на три вида:

1. Бурый уголь: $R_o < 0,6\%$; $Q_s^{af} < 24 \text{ МДж / кг}$; V^{daf} – не регламентируется.
2. Каменный уголь: $R_o \text{ от } 0,4 \text{ до } 2,59\%$; $Q_s^{af} \geq 24 \text{ МДж / кг}$; $V^{daf} \geq 8\%$.
3. Антрацит: $R_o \geq 2,2\%$; Q_s^{af} – не регламентируется; $V^{daf} < 8\%$.

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

- 1Б – угли с максимальной влагоемкостью $W_{\max}^{af} \geq 50\%$;
- 2Б – угли с максимальной влагоемкостью $W_{\max}^{af} \text{ от } 30 \text{ до } 50\%$;
- 3Б – угли с максимальной влагоемкостью $W_{\max}^{af} < 30\%$.

1.1.4. Каменные угли и антрациты в зависимости от выхода летучих веществ V^{daf} и толщины пластического слоя делятся на технологические марки, которые в свою очередь подразделяются на группы (табл. 1.1.1).

Таблица 1.1.1. Марки и группы каменных углей и антрацитов

Марка	Группа
Длиннопламенный, Д	–
Газовый, Г	1Г, 2Г
Газовый жирный отощенный, ГЖО	1ГЖО, 2 ГЖО
Газовый жирный, ГЖ	1ГЖ, 2ГЖ
Жирный, Ж	1Ж, 2Ж
Коксовый жирный, КЖ	–
Коксовый, К	1К, 2К
Коксовый отощенный, КО	1КО, 2КО
Коксовый слабоспекающийся низкомета- морфизованный, КСН	–
Коксовый слабоспекающийся, КС	1КС, 2КС
Отощенный спекающийся, ОС	1ОС, 2ОС
Тощий спекающийся, ТС	–
Слабоспекающийся, СС	1СС, 2СС, 3СС
Тощий, Т	1Т, 2Т
Антрацит, А	1А, 2А, 3А

1.1.5. Приведенная выше классификация не охватывает ископаемые угли, подвергшиеся окислению в природных условиях в период формирования угольных залежей. Примером окисленных углей могут служить каменные угли Кузнецкого бассейна первой и второй группы окисленности, сажистые (выветренные) бурые угли Канско-Ачинского бассейна и некоторые другие.

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.

1.1.6. В качестве котельного жидкого топлива используются продукты нефтепереработки, такие как мазут, обессоленная и отбензиненная нефть, а в ряде случаев используется и сырая нефть.

В большей части в качестве основного жидкого энергетического топлива применяется остаточный продукт нефтепереработки – мазут двух марок: 40 и 100.

1.1.7. Жидкое топливо характеризуется условной вязкостью и температурами застывания и вспышки.

Условная вязкость выражается в градусах условной вязкости ($^{\circ}$ ВУ). Определяется как отношение времени истечения из вискозиметра 200 см³ мазута, нагретого до 50 $^{\circ}$ С, ко времени истечения такого же количества дистиллированной воды при 20 $^{\circ}$ С.

Условная вязкость определяет марку мазута и ставится в обозначении после буквы М (М40 и М100).

1.1.8. Температура застывания – максимальная температура, при которой мазут теряет текучесть, слив и перекачка его становятся невозможны. У мазута эта температура зависит от марки и составляет 10–25 °С.

1.1.9. Для качественного распыливания и надежной транспортировки жидкого топлива по трубопроводам его необходимо предварительно подогревать, в зависимости от марки температуры составляют 80–140 °С.

1.1.10. Температура вспышки – температура, при которой пары жидкого топлива в смеси с воздухом вспыхивают при соприкосновении с пламенем. Для указанных выше марок мазутов температура вспышки равна 90–110 °С. При открытой системе подогрева мазута температура его должна быть ниже температуры вспышки на 15 °С, но не выше 90 °С.

1.1.11. Предельная зольность (A^d) мазутов марок 40 и 100 установлена:

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

1.1.12. По содержанию серы мазуты разделяются:

- 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 $\leq 3,5\%$).

1.1.13. Природный и попутный газ относятся к газообразным видам топлива и представляют собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую некоторое количество примесей в виде водяного пара и пыли (механические примеси).

Физико-химические показатели природного горючего газа определяются ГОСТ 5542, согласно которому теплота сгорания низшая при 20 °С и 101,3 кПа должна быть не менее 31,8 МДж/м³ (7600 ккал/м³), содержание сероводорода не более 0,02 г/м³, меркаптановой серы – не более 0,036 г/м³.

1.1.14. К теплотехническим характеристикам топлива относят те характеристики, которые оказывают непосредственное влияние на тепловые аспекты работы элементов котла и оборудование котельной установки в целом. Основными теплотехническими характеристиками энер-

гетических топлив являются элементарный состав, величина теплоты сгорания и выход летучих веществ.

1.1.15. При тепловом расчете котельного агрегата конструктивным методом необходимо выписать характеристики расчетного топлива (Приложение А, табл. А1, А2, А3, А4) и если имеются изменения в элементарном составе по отношению к нормативному составу, то следует пересчитать состав и теплоту сгорания с учетом поправочного коэффициента.

1.1.16. Характеристики топлива могут быть отнесены к различной массе:

- к рабочей массе топлива (обозначаемой индексом "r"), т.е. к топливу в том виде, в котором оно поступает для потребления (в котельную, на пылезавод и т.п.);
- к сухой массе (обозначаемой индексом "d"), т.е. к топливу, не содержащему влаги;
- к сухой беззольной массе (обозначаемой индексом "daf"), т.е. к условной массе топлива за вычетом массы общей влаги и золы.

1.1.17. Элементарный состав твердого и жидкого топлив при выполнении теплового расчета принимается на рабочую массу и представляется в виде суммы элементов:

$$C^r + H^r + N^r + O^r + S_{p+o}^r + A^r + W_t^r = 100 \%,$$

где C^r – содержание углерода, %;

H^r – содержание водорода, %;

N^r – содержание азота, %;

O^r – содержание кислорода, %;

$S_{p+o}^r = S_p^r + S_o^r$ – содержание пиритной и органической серы, %;

A^r – зольность, %;

W_t^r – содержание влаги общее, %.

1.1.18. При изменении расчетного элементарного состава топлива, в случае изменения содержания влажности и/или зольности, проводится пересчет элементарного состава путем умножения на коэффициент пересчета, определяемый:

- при изменении влажности топлива:

$$k = \frac{100 - W_t^r}{100 - (W_t^r)_H};$$

- при изменении зольности:

$$k = \frac{100 - (W_t^r)_H - A^r}{100 - (W_t^r)_H - (A^r)_H} ;$$

— при изменении влажности и зольности:

$$k = \frac{100 - W_t^r - A^r}{100 - (W_t^r)_H - (A^r)_H} ,$$

где W_t^r и A^r — заданные (расчетные) значения влажности и зольности твердого топлива, %; $(W_t^r)_H$ и $(A^r)_H$ — нормативные (табличные) значения влажности и зольности твердого топлива, %.

Тогда элементарный состав топлива будет определяться:

$$k(C^r)_H + k(H^r)_H + k(N^r)_H + k(O^r)_H + k(S_{p+o}^r)_H + A^r + W_t^r = 100\% .$$

1.1.19. Высшей теплотой сгорания топлива называют количество тепла, выделяющегося при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого или 1 м³ газообразного топлива без учета затрат теплоты на парообразование влаги содержащейся в топливе.

Низшей теплотой сгорания топлива называют количество тепла, выделяющегося при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого или 1 м³ газообразного топлива, за вычетом тепла парообразования водяных паров, образующихся при горении.

Для расчета котельных агрегатов на твердом и жидком топливе, используют низшую теплоту сгорания Q_i^r , определяемую на рабочую массу, а для котлов на газообразном топливе — низшую теплоту сгорания Q_i^d , определяемую на сухую массу.

При изменении расчетного элементарного состава топлива проводится пересчет низшей теплоты сгорания по следующим формулам:

— при изменении влажности топлива:

$$Q_i^r = \left((Q_i^r)_H + 24,42(W_t^r)_H \right) \frac{100 - W_t^r}{100 - (W_t^r)_H} - 24,42W_t^r , \text{кДж} / \text{кг} ;$$

— при изменении зольности:

$$Q_i^r = \left((Q_i^r)_H + 24,42(W_t^r)_H \right) \frac{100 - (W_t^r)_H - A^r}{100 - (W_t^r)_H - (A^r)_H} - 24,42W_t^r , \text{кДж} / \text{кг} ;$$

— при изменении влажности и зольности:

$$Q_i^r = \left((Q_i^r)_H + 24,42 (W_t^r)_H \right) \frac{100 - W_t^r - A^r}{100 - (W_t^r)_H - (A^r)_H} - 24,42 W_t^r, \text{ кДж / кг},$$

где $(Q_i^r)_H$ – нормативное (табличное) значение низшей теплоты сгорания, кДж/кг.

1.1.20. Летучими веществами называют горючие газообразные продукты термического разложения органической части твердого топлива при температуре 850 °С. Выход летучих выражается в процентах и относится к сухой беззольной массе, V^{daf} .

1.1.21. Зола топлива является твердым негорючим остатком, получающимся после преобразования минеральной части топлива в процессе горения, что и отражает зольность топлива [4]. Важными параметрами золы являются температурные характеристики, которые определяют температурные режимы перехода золы из твердого состояния до размягчения и плавления. К ним относятся:

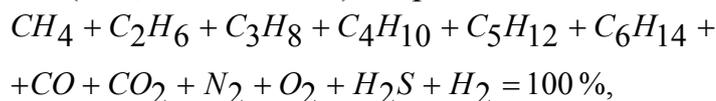
- температура начала деформации – t_A ;
- температура размягчения – t_B ;
- температура жидкоплавкого состояния – t_C ;
- температура нормального жидкого шлакоудаления – $t_{HЖ}$.

1.1.22. Приведенная влажность и зольность W_{np}^r и A_{np}^r , %кг/МДж, являются более полными характеристиками, отражающими содержание влаги и золы в топливе, отнесенные к низшей теплоте сгорания Q_i^r . Поскольку различные топлива с одинаковым содержанием золы или влаги могут иметь неодинаковую теплоту сгорания, то были введены приведенные характеристики, определяемые по следующим соотношениям:

$$W_{np}^r = \frac{W_t^r}{Q_i^r}, \text{ %кг / МДж},$$

$$A_{np}^r = \frac{A^r}{Q_i^r}, \text{ %кг / МДж}.$$

1.1.23. Элементарный состав газообразного топлива при выполнении теплового расчета принимается на сухую массу при нормальных условиях (101,3 кПа и 0 °С) и представляется в виде суммы элементов:



где CH_4 – содержание метана, %;

C_2H_6 – содержание этана, %;

C_3H_8 – содержание бутана, %;
 C_4H_{10} – содержание пропана, %;
 C_5H_{12} – содержание пентана, %;
 C_6H_{14} – содержание гексана и других гомологов, %;
 CO – содержание угарного газа, %;
 CO_2 – содержание углекислого газа, %;
 N_2 – содержание азота, %;
 O_2 – содержание кислорода, %;
 H_2S – содержание сероводорода, %;
 H_2 – содержание водорода, %.

1.2. Выбор системы пылеприготовления и углеразмольных мельниц

1.2.1. Системы пылеприготовления делятся на центральные и индивидуальные.

1.2.2. Центральные подразделяются на схемы с центральной сушкой топлива при индивидуальном размоле и схемы с отдельно расположенным центральным пылезаводом, в котором производится сушка и размол топлива.

1.2.3. Индивидуальные пылесистемы делятся на схемы с прямым вдуванием, когда пыль из углеразмольных мельниц направляется непосредственно в топку, и с промежуточным бункером, когда большая часть пыли (85–95%) собирается в промежуточной емкости – бункере пыли.

1.2.4. Индивидуальные системы пылеприготовления кроме того разделяются на: замкнутые, когда отработанный сушильный агент подается вместе с угольной пылью в топку через основные горелочные устройства; полуразомкнутые, когда угольная пыль из промбункера и сушильный агент с остатками пыли поступают соответственно на основные и сбросные горелки; разомкнутые, когда отработанный сушильный агент после сепараторов сбрасывается в атмосферу или газоходы за котлом.

1.2.5. Выбор сушильного агента зависит от двух факторов: влажности топлива и выхода летучих [5].

По условиям сушки при влажности топлива $W_t^r < 25\%$ и $V^{daf} < 25\%$ следует применять воздушную сушку.

Для топлив с выходом летучих $V^{daf} > 25\%$ необходим переход на газоздушную сушку (по условиям взрывоопасности).

Для топлив влажностью $W_t^r = 25–40\%$ рекомендуется сушка смесью воздуха с газами.

При большой влажности топлива ($W_t^r > 40\%$) рекомендуется применять газовую сушку.

При выполнении курсового проекта для студентов с целью упрощения расчета допустимо в отдельных случаях принимать сушильный агент – воздух.

1.2.6. Выбор системы пылеприготовления зависит от ряда показателей: влажности топлива W_t^r , влагосъема ΔW , степени взрывоопасности и др. согласно таблице 1.2.1.

1.2.7. Съем влаги в пылесистеме определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \frac{W_t^r - W^{nl}}{100 - W^{nl}},$$

где W^{nl} – влажность пыли, считается, что для каменных углей $W^{nl} \leq W^{zu}$, а при сжигании бурых углей $W^{nl} > W^{zu}$, где W^{zu} – влага гигроскопическая.

Значения W^{nl} для ряда углей представлены в таблице 1.2.2.

1.2.8. Степень взрывоопасности в основном зависит от концентраций летучих веществ и температуры сушильного агента.

Чем больше выход летучих, тем больше опасность взрыва, только при $V^{daf} < 8\%$ топливо является невзрывоопасным.

Чем выше значение температуры сушильного агента за мельницами, тем больше опасность взрыва. Поэтому температура топливно-воздушной смеси не должна превышать 70–80 °С, а для тощих углей должна быть не более 130 °С.

1.2.9. Выбор типа мельниц производится в зависимости от физических свойств топлива (коэффициента размолоспособности – $k_{ло}$, выхода летучих – V^{daf}) и требуемой тонины помола топлива – R_{90} , согласно таблице 1.2.3.

1.2.10. Коэффициент размолоспособности топлива может определяться как отношение удельных расходов электроэнергии при размоле в лабораторной мельнице эталонного ($\mathcal{E}_{эм}$), наиболее твердого топлива, и исследуемого (\mathcal{E}_i) при условии, что оба топлива размалываются при влажности воздушно-сухого состояния от одинакового начального размера частиц до одинаковой тонкости помола [4]

$$k_{ло} = \frac{\mathcal{E}_{эм}}{\mathcal{E}_i}.$$

В отечественной теплоэнергетике $k_{ло}$ принято определять по методу ВТИ, согласно которому в лабораторную мельницу загружается проба воздушно-сухого топлива фракций 2,36–3,33 мм, в количестве 500 г и производится размол в течение 15 мин. Продукт размола исследуемого топлива рассеивают на сите 90 мкм и определяют величину остатка R_{90i} , тогда

$$k_{ЛО}^{ВТИ} = Gr_{ВТИ} = 2 \left(\ln \frac{100}{R_{90i}} \right)^{2/3}.$$

1.2.11. Из всех типов мельниц наиболее универсальными являются шаровые барабанные мельницы (ШБМ), однако по сравнению с другими мельницами они более металлоемки, расходуют больше энергии на размол и пневмотранспорт пыли. Поэтому они используются в ос-

новном для тонкого размола ($R_{90} = 7-25\%$) топлив с малым выходом летучих веществ ($V^{daf} \leq 12\%$), многозольных и трудноразмалываемых топлив ($Gr_{VTI} > 1$). Также применяются для размола каменных углей с большим содержанием $S_p^r \geq 6\%$.

1.2.12. Молотковые мельницы (ММ) имеют высокие экономические показатели при относительно грубом размоле ($R_{90} > 40\%$) топлив с высоким выходом летучих ($V^{daf} > 28\%$) и также могут применяться для размола каменных углей с $Gr_{VTI} > 1$. Они используются как в системах с прямым вдуванием топлива, так и с промбункером, и могут работать под наддувом и разрежением.

1.2.13. Валковые среднеходные мельницы (СМ) применяются для размола каменных и маловлажных бурых углей ($Gr_{VTI} > 1,2$), тонкость помола пыли составляет $R_{90} = 10-35\%$, однако они очень чувствительны к попаданию вместе с топливом посторонних металлических предметов и быстро изнашиваются при размоле топлив с повышенной абразивностью.

1.2.14. Мельницы-вентиляторы (МВ) используются для размола высоковлажных бурых углей с предварительной сушкой их топочными газами в специальной трубе-сушилке. Целесообразно использование МВ для высоковлажных и не очень твердых ($Gr_{VTI} > 1,2$) бурых углей.

Таблица 1.2.1. Показатели к выбору системы пылеприготовления

Показатель	Тип схемы и мельницы												
	Замкнутая						Разомкнутая						
	Индивидуальная с прямым вдуванием						Индивидуальная с пылевым бункером						
	ШБМ		ММТ	СМ	МВ	ШБМ	ММТ		ММТ		ММТ	ШБМ	ШБМ
Влажность W_f , %	16	35	40	60	60	40	16	40	16	40	16	60	35
Съем влаги ΔW , кг/кг, не более	0,15	0,22	0,27	0,43	0,13	0,27	0,15	0,25	0,12	0,43	0,43	0,43	0,22
Особенности применения схем	Для взрыво-безопасных углей		Сушка горячим воздухом	Сушка топочными газами или смесью газов и воздуха	Для сухих углей	При газовой сушке $W_{пл} > 17$	При воздушной сушке	Для сухих углей	Для влажных углей	Целесообразна для АШ и Т при $t_{г,в} > 300 \text{ } ^\circ\text{C}$	Целесообразна для топок с ЖШУ	Целесообразна при $W_{пл} \approx 20\%$	Выбор системы производится с учетом характеристик топлива и технических расчетов

Таблица 1.2.2. Характеристики ряда углей, способствующие выбору мельничных устройств

Бассейн, место-рождение	Марка топлива	Влажность пыли, $W^{пл}$, %	Коэффициент размолоспособности, Gr_{VII}	Рекомендуемая тонкость помола, R_{90}
Донецкий	Д	2–3,5	1,28	20–22
Донецкий	Г	1,5–3,0	1,25	25–33
Донецкий	Т	0,5–1,0	1,8	10–13
Донецкий	АШ	0,5–1,0	0,95	7
Кузнецкий	Д	3,5–4	1,1	22–25
Кузнецкий	Г	1,5–3	1,3	25–33
Томь-Усинский	ЮС	3,5–5	1,45	17–20
Кузнецкий	ЮС	1,8–3,5	1,6	17–20
Краснобродский	Т	2–4	1,4	11–14
Карагандинский	К	0,8–2,0	1,4	18–20
Экибастузский	СС	1,3–3,0	1,29	15–25
Ленгеровский	ЗБ	10–15	1,8	53
Подмосковный	ЗБ	11–16	1,8	55–60
Ворклинский	Ж	0,9–2,0	1,5	21–26
Интинский	Д	3,5–5	1,4	25–33
Волынский	Г	2,0–3,5	1,2	24–32
Кизеловский	Г	0,8–1,5	1,0	26
Челябинский	ЗБ	4,5–11,0	1,2	55–60
Егоршинский	ПА	0,5–1,0	1,5	9–1
Богословский	ЗБ	9,5–14	1,2	55–60
Ткварчельский	К	0,8–2,5	1,6	22–30
Ангренский	ЗБ	11–17	2,1	50
Кок-Янгакский	Д	3–4	1,35	23–30
Кызыл-Кийский	ЗБ	10–15	2,0	50
Сулюктинский	ЗБ	5–12	1,3	50
Ирша-Бородинский	ЗБ	12–16	1,2	55–60
Назаровский	ЗБ	13–12	1,1	55–60
Березовский	ЗБ	12–15	1,3	55–60
Итатский	ЗБ	12–14	1,4	55–60
Барандатский	ЗБ	11–12	1,4	55–60
Черногорский	Д	6–8	1,0	25
Черемховский	Д	2,5–4,5	1,3	28–40
Азейский	ЗБ	5,5–14	1,12	55–60
Гусино-Озёрский	ЗБ	6–13	1,09	55–60
Баянгольский	Д	5–8	1,1	28–33
Букачачинский	Г	2–4	1,2	25–34
Черновский	ЗБ	11–16	1,25	55
Харанорский	ЗБ	10–13	1,38	55–60

Райчихинский	2Б	12–19	1,3	55–60
Ургшгьский	Г	1,3–2,5	1,05	25–28
Липовецкий	Д	2–4	1,5	25–30
Сучанский	Ж	1,0–2,0	1,5	25–28
Сучанскнн	Т	0,5–1,0	1,4	14–16
Артемовский	3Б	9–12	1,3	55–60
Тавричанский	3Б	0,9–2,5	1,3	55–60
Бикинский	2Б	1,5–5	1,35	45–50
Сангарский	Д	2–3,5	1,1	30–40
Чульмаканскин	Ж	1,0–2,0	1,2	25–30
Верхне- Арка- гапинский	Д	6–9	1,0	26
Анадырский	3Б	5,5–7,5	1,0	30

Примечание. Если в перечисленном списке отсутствует расчетное топливо, то значение Gr_{vTI} необходимо выбрать по аналогичному топливу (марка, теплотехнические характеристики и состав минеральной части) из представленных в таблице.

Таблица 1.2.3. Рекомендации к выбору типа мельниц

Топливо	Gr_{vTI}	Тип мельницы	
		Рекомендуемый	Заменяющий
Антрациты	–	ШБМ	–
Продукты обогащения (многозольные)	$\leq 1,2$	ШБМ	–
	$> 1,2$	СМ	ММ ¹
Каменные угли с $S_p^r \geq 6\%$	–	ШБМ	–
Каменные угли	$\leq 1,0$	ШБМ	–
	$> 1,0$	СМ	ММ ¹ , ШБМ ²
Бурые угли	–	ММ	МВ
Бурые угли при сушке смесью топочных газов с воздухом	–	МВ	ММ, ШБМ ³
Сланцы и фрезерный торф	–	ММ	МВ

¹ММ применяются для топлив с $V^{daf} > 28\%$ и $S_p^r < 6\%$.

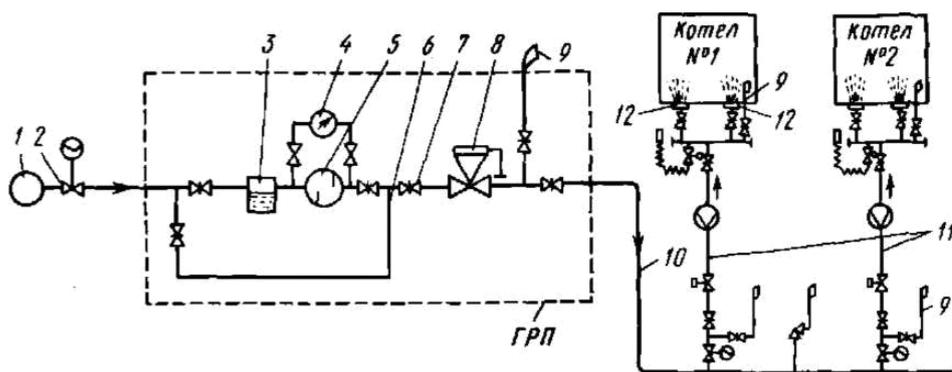
²ШБМ рекомендуется для топлив, требующих тонкости помола $R_{90} \leq 10\%$.

³ШБМ рекомендуется для бурых углей с высокой абразивностью или $Gr_{vTI} < 0,9$.

1.3. Газовое хозяйство

1.3.1. На тепловые электрические станции газ подается под давлением; от магистралей по трубопроводам к газорегуляторным станциям (ГРС), где его давление редуцируется до необходимой величины, а затем от ГРС газ распределяется по промышленным газораспределительным пунктам (ГРП).

Газовое хозяйство тепловой электростанции включает в себя оборудование на газопроводах, расположенных после газорегуляторной станции и подводящей магистрали 1 (рис. 1.3.1). Перед вводом в газорегуляторный пункт устанавливают отключающие (запорные) задвижки 2.



1 – городская газовая магистраль, 2 – напорные задвижки, 3 – конденсатоотводчики, 4 – манометр, 5 – фильтр, 6 – байпасный газопровод, 7 – предохранительно-запорный клапан, 8 – регулятор давления, 9 – сбросные трубопроводы – "свечи", 10 – магистраль котельной, 11 – газопровод котла, 12 – горелка

Рис. 1.3.1. Газовое хозяйство тепловой электростанции

Поступающий на станцию газ в ГРП осушается конденсатоотводчиком 3, очищается от механических примесей в фильтрах 5 и редуцируется до требуемого давления в регуляторах 8. О загрязнении фильтров судят по перепаду давления на фильтрующей кассете, измеряемому манометром 4. В случае замены фильтров или их забивании предусмотрен байпасный газопровод 6 для пропуска газа помимо фильтра. Предохранительно-запорный клапан 7 служит для прекращения подачи газа на станцию в случае отклонения давления в магистрали за установленные пределы. Газовые горелки рассчитывают на определенное давление, поддержание которого обеспечивается регулятором 8.

Перед включением ГРП и газопроводов котельной, а также перед растопкой котла производится их продувка со сбросом газа из газопроводов в атмосферу через специальные сбросные трубопроводы 9 ("свечи") с выводами выше кровли помещений. Продувка прекращается при снижении содержания кислорода в продуваемых газопроводах ниже 1%.

После ГРП газ подводится к магистральному газопроводу 10 котельного цеха, прокладываемому обычно вне помещения. К горелкам 12

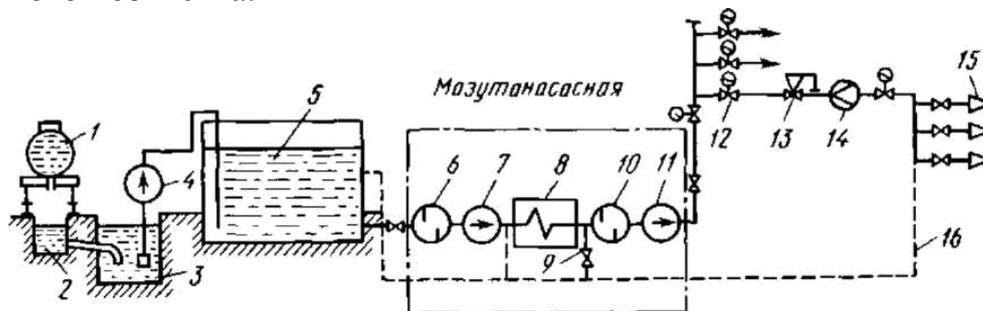
котла газ подводится по отдельному газопроводу 11, на котором установлена соответствующая запорная и регулирующая арматура.

1.4. Мазутное хозяйство

1.4.1. Мазутное хозяйство (основное или растопочное) сооружается при сжигании мазута в энергетических котлах в качестве основного или резервного топлива, а также в котлах с камерным пылевидным сжиганием твердого топлива, использующих мазут как растопочный. На электростанции мазут доставляется преимущественно железнодорожным транспортом. Для разогрева загустевшего мазута предусмотрены специальные крытые тепляки или подача пара в цистерны.

В случае близкого расположения нефтеперерабатывающего завода мазут в мазутное хозяйство станции подают по одному трубопроводу. В зависимости от типа мазутного хозяйства вместимость мазутохранилища для ТЭС принимают: основной ТЭС на мазуте – 15-суточный расход при доставке по железной дороге и 3-суточный по трубопроводам; резервной ТЭС на газе – 10-суточный расход; аварийной ТЭС на газе – 5-суточный расход.

Разогретый мазут из цистерн 1 (рис. 1.4.1) сливается в межрельсовые каналы 2 и далее в приемный бак 3, перед которым могут устанавливать фильтры для улавливания наиболее крупных примесей. Из приемных баков мазут откачивается насосами 4 в основные резервуары 5 мазутного хозяйства.



1 – цистерна, 2 – канал (лоток), 3 – приемный бак, 4 – насос перекачки из приемного бака, 5 – основной резервуар, 6, 10 – фильтры грубой и тонкой очистки, 7, 11 – насосы I и II степеней, 8 – подогреватель мазута, 9 – линия рециркуляции мазутной насосной, 12 – аварийные задвижки, 13 – регулятор давления мазута, 14 – расходомер мазута, 15 – горелочные устройства, 16 – рециркуляционный мазутопровод из котельной в мазутную насосную

Рис. 1.4.1. Мазутное хозяйство тепловой электростанции

Для обеспечения надежной прокачки и транспортировки мазут в основных резервуарах и в последующем тракте находится в подогретом состоянии. Подогрев мазута обеспечивается подогревателями 8 одной или двух степеней и рециркуляцией мазута (трубы 9 рециркуляции мазутной насосной и 16 – из котельного цеха в мазутохозяйство). Степень

подогрева мазута определяется из условий обеспечения его вязкости в трубопроводах котельной не более 2–3 °ВУ при установке механических форсунок 15 и 6 °ВУ – при паровых форсунках.

В зависимости от требуемого давления мазута предусматриваются основные насосы одной или двух ступеней, размещаемые в специальном помещении – насосной, с установкой перед каждым из них специальных фильтров 6, 10 непрерывной очистки. На всасывающих и нагнетательных мазутопроводах на расстоянии 10–50 м от насосной для повышения пожаровзрывобезопасности устанавливается аварийная запорная арматура 12 так же, как и на вводе мазутопроводов в котельную.

ГЛАВА 2 БАЗОВЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И КОМПОНОВОЧНЫЕ СХЕМЫ

2.1. Определение расчетных температур и компоновка поверхностей нагрева

2.1.1. Правильный выбор расчетной температуры продуктов сгорания на выходе из топки (\mathcal{G}_T''), т.е. перед ширмовым пароперегревателем (на уровне середины выходного окна) и последующими конвективными поверхностями нагрева, имеет важное значение, поскольку задается соотношение между радиационным (лучистым) и конвективным теплообменом в котельном агрегате.

Экономически выгодной является высокая температура за топочной камерой (порядка 1200–1250 °С), однако при сжигании твердых топлив температура перед ширмами ограничивается их бесшлаковочной эксплуатацией. Указанный уровень температур возможен лишь при эксплуатации природного газа, мазута и, за некоторым исключением, твердых топлив с высокой теплотой сгорания и очень высокой температурой начала деформации золы.

2.1.2. Температура газов на выходе из топочной камеры выбирается из условий предупреждения шлакования последующих поверхностей нагрева, т.е. значение температуры \mathcal{G}_T'' не должно превышать температуру начала деформации золы – t_A . Для ряда топлив значения температуры на выходе из топочной камеры представлены в таблице 2.1.1.

2.1.3. Для топлив, не приведенных в таблице 2.1.1, средняя температура газов перед вертикальными плотными пучками в горизонтальном газоходе принимается в зависимости от загрязняющих свойств золы, характеризующихся отношением сумм кислых ($\sum K$) и основных компонентов ($\sum O$) в составе золы:

$$\sum K = SiO_2 + Al_2O_3 + TiO_2 ;$$
$$\sum O = CaO + MgO + Na_2O + K_2O ,$$

или содержанием CaO в золе.

При $(\sum K) / (\sum O) < 6\%$ или $CaO \geq 13\%$ средняя температура газов принимается перед вертикальными плотными пучками не выше 950 °С и перед ширмами не выше 1050 °С.

Таблица 2.1.1. Рекомендуемая температура газов на выходе из топки

Топливо	\mathcal{G}_T'' , °С	
	цельносварные ширмы	гладкотрубные ширмы
Донецкий АШ, Т	1200	1150
Донецкий Г, Д	1100	1100
Кузнецкий Г	1150	1100
Кузнецкий СС, Т	1200	1150
Азейский Б	1200	1200
Кизеловский Г	1100	1100
Экибастузский	1250	1250
Подмосковный Б	1100	1100
Назаровский	1050	1050
Ирша–Бородинский	1050	1050
Березовский	1050	1050
Ангренский Б	1050	1050
Фрезерный торф	1000	1000
Сланцы	1000	1000
Тургайский Б	1070	1070

2.1.4. При сжигании мазута \mathcal{G}_T'' не должна превышать 1350 °С. При сжигании низкокачественных мазутов с высоким содержанием серы, ванадия и натрия \mathcal{G}_T'' не должна превышать 1200 °С. Как правило, значения температур \mathcal{G}_T'' составляют от 1100–1200 °С.

2.1.5. При сжигании природного газа желательно стремиться к предельному значению \mathcal{G}_T'' , но практикуемый проектный диапазон, как правило, составляет 1100–1200 °С.

2.1.6. Значение температуры уходящих газов \mathcal{G}_{yx} оказывает решающее влияние на коэффициент полезного действия котла. При больших значениях \mathcal{G}_{yx} возрастает величина потери с уходящими газами q_2 , а ее значительное снижение требует увеличения размеров поверхностей нагрева, расположенных в конвективной шахте, и сопряжено с опасностью низкотемпературной коррозии, в особенности при сжигании высокосернистых топлив. Оптимальное значение \mathcal{G}_{yx} выбирается на основании технико-экономического расчета по условию эффективного использования тепла топлива, расхода металла на хвостовые поверхности нагрева и с учетом предотвращения низкотемпературной коррозии (табл. 2.1.2).

2.1.7. Температура подогрева воздуха (горячего воздуха $t_{Г.В}$ за воздухоподогревателем) определяется свойствами топлива, организацией его сжигания, особенностями выбранной системы пылеприготовления (табл. 2.1.3).

Таблица 2.1.2. Рекомендуемая температура уходящих дымовых газов

Топливо	Приведенная влажность, W_{np}^r , %кз / МДж	$\vartheta_{ух}$, °С		
		Температура питательной воды, °С		
		150	215–235	265
Твердое сухое	$W_{np}^r < 0,7$	110–120	120–130	130–140
Твердое влажное	$W_{np}^r = 1 \div 5$	120–130	140–150	150–160
Твердое сильно влажное	$W_{np}^r > 5$	130–140	160–170	170–180
Мазут	Содержание серы, S^r , %			
	$S^r \leq 1$		140	
	$S^r = 1,1 \div 2$		150	
	$S^r = 2,1 \div 3$		160	
	$S^r > 3$		165	
Природный газ			110–120	

Таблица 2.1.3. Рекомендуемая температура горячего воздуха

Топочное устройство	Система пылеприготовления	Топливо	Температура горячего воздуха $t_{г.в}$, °С
Топки с ТШУ	Замкнутая с воздушной сушкой	АШ	450–470
		Т	420–450 ¹
		Каменные угли Бурые угли Фрезторф Сланцы	300–420 ¹ 350–400 350–400 ² 250–300
	Замкнутая с газовой сушкой	Бурые угли	300–350 ³
	Разомкнутая с газовой сушкой	Для всех топлив	≤ 350
Топки с ЖШУ	С полуразомкнутой и разомкнутой системами пылеприготовления, подачей пыли горячим воздухом	АШ	450–470
		Т	400–450 ¹
Топки для газа и мазута	–	Газ, мазут	230–270

¹Большие значения для окисленных углей 2-ой группы и тощих 2Т.

²При высоковлажном торфе $W_t^r > 50\%$ принимается $t_{г.в} = 400$ °С.

³Большие значения при высокой влажности топлива.

2.1.8. Температура воздуха на входе в воздухоподогреватель $t'_{вII}$ выбирается на уровне, предотвращающем серноокислотную коррозию

металла и забивание низкотемпературной части поверхности нагрева липкими отложениями (табл. 2.1.4). При подогреве холодного воздуха посредством рециркуляции части горячего воздуха на всас дутьевых вентиляторов расчет потерь теплоты с уходящими газами проводится по $t_{XB} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, поскольку подогрев выше значения t_{XB} в уравнении теплового баланса не учитывается. Если подогрев воздуха осуществляется в калорифере за счет отборов пара турбины, то потери теплоты с уходящими газами также считаются по $t_{XB} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, но располагаемое тепло топлива увеличивается на теплоту подогрева воздуха от t_{XB} до $t'_{ВП}$.

Таблица 2.1.4. Рекомендуемые температуры воздуха на входе в воздухоподогреватель, $t'_{ВП}$, $^\circ\text{C}$

Топливо	Воздухоподогреватель	
	рекуперативный	регенеративный
Бурые угли ($S_{np}^r \leq 0,1\%_{кг} / \text{МДж}$), торф, сланцы	50	30
Каменные угли ($S_{np}^r \leq 0,1\%_{кг} / \text{МДж}$), антрациты	30	30
Бурые угли ($S_{np}^r > 0,1\%_{кг} / \text{МДж}$)	80	60
Каменный уголь ($S_{np}^r > 0,1\%_{кг} / \text{МДж}$)	60	50
Мазут ($S^r > 0,5\%$)	110	70
Мазут ($S^r \leq 0,5\%$)	90	50
Природный газ	30	30

2.2. Выбор топочного устройства и компоновки котла

2.2.1. По виду сжигаемого топлива различают топочные камеры для твердого, жидкого и газообразного топлива.

По способу сжигания твердотопливные котлы могут иметь слоевую или камерную топку, при этом слоевые топки выполняются с неподвижным, высоко- или низкотемпературным кипящим слоем или с циркулирующим кипящим слоем. Камерные топки разделяются на топки с твердым и жидким шлакоудалением, открытые и полуоткрытые.

Мощные энергетические котельные агрегаты имеют камерные топки, в которых организуется факельный способ сжигания газомазутного и пылеугольного топлива.

Топочные камеры ограничиваются по периметру экранными (испарительными) поверхностями нагрева, в гладкотрубном исполнении из труб $d_{тр} = 50 - 60$ мм, с толщиной стенки $\delta = 4 - 6$ мм и зазором между трубами 4 – 6 мм и газоплотном (мембранном) исполнении из труб аналогичного диаметра и толщиной стенки (как правило, $d_{тр} = 60$ мм и $\delta = 6$ мм) с проставкой между трубами – $\delta_{пр} = 14, 16, 20$ мм.

Слоевые топki с неподвижным слоем предназначены для сжигания кускового топлива и ограничены паропроизводительностью до 35 т/ч.

Котлы с кипящим и циркулирующим кипящим слоем ограничены по паропроизводительности до 700 т/ч. Имеют ряд преимуществ по отношению к факельному сжиганию, связанных с возможностью сжигания различных по элементарному составу углей ухудшенного качества с высокими энергетическими показателями и с низкими показателями эмиссии вредных веществ. Но более сложная конструкция отдельных элементов и слабая инвестиционная политика в отечественной энергетике не позволили широко распространить данную технологию.

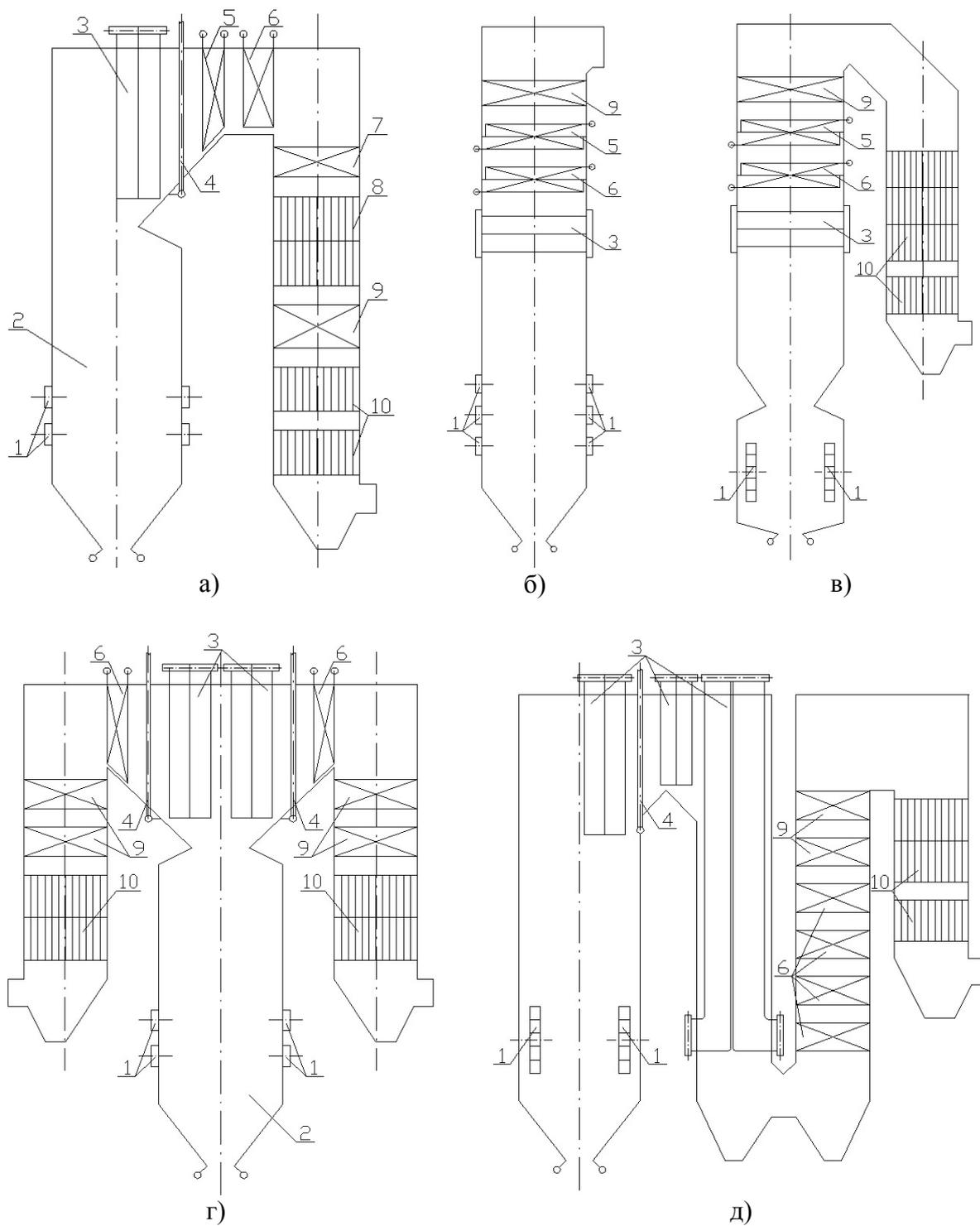
2.2.2. Взаимное расположение топki и газоходов, в которых размещаются поверхности нагрева котла относительно движения дымовых газов, называют компоновкой котла.

Существуют различные варианты компоновки, основными являются П-, Т-, N- образные, башенные и полубашенные (рис. 2.2.1).

При проектировании котлов средней и большой мощности предпочтение обычно отдают П-образной компоновке, ставшей классической в отечественном котлостроении. П-образная компоновка позволяет логично увязать топку и конвективные поверхности нагрева, обойтись умеренной высотой котла, простыми средствами создать каркас, применить дробеочистку хвостовых поверхностей нагрева, разместить тягодутьевые машины на нулевой отметке.

Эта компоновка имеет и недостатки, обусловленные трехкратным поворотом газов: в районе горелок, на входе и на выходе из горизонтального газохода. При первом развороте возможен удар факела в стены топki и их шлакование. Неодинаковая длина пути газов приводит к появлению существенной неравномерности температуры газов по высоте горизонтального газохода, а также по глубине конвективной шахты.

В конвективной шахте, кроме того, создается неравномерное поле скоростей газа и концентраций золы с отжимом наиболее крупных частиц к задней стенке и местным усиленным износом труб.



1 – горелочные устройства, 2 – топочная камера, 3 - ширмовый пароперегреватель, 4 – паропроводящие трубы, 5 – конвективный пароперегреватель второй ступени, 6 – конвективный пароперегреватель первой ступени, 7 – водяной экономайзер второй ступени, 8 – воздухоподогреватель второй ступени, 9 – водяной экономайзер первой ступени, 10 – воздухоподогреватель первой ступени

а – П-образная, б – башенная с твердым шлакоудалением, в – полубашенная (Г-образная) с жидким шлакоудалением, г – Т-образная, д – N-образная (многоходовая)

Рис. 2.2.1. Основные компоновки паровых котлов

Пристальное внимание в последнее время привлекают П-образные сомкнутые компоновки, когда отсутствует промежуток между тыльной стеной топки и фронтальной стеной конвективной шахты, в особенности в связи с внедрением газоплотных стенок, разделяющих топку и конвективную шахту. Сомкнутая компоновка уменьшает общую площадь внешних ограждений котла и габариты котельного здания.

Т-образная компоновка способствует уменьшению глубины конвективной шахты и высоты соединительного газохода, может оказаться целесообразной для котлов большой мощности при квадратных в плане топках, а также при сжигании топлив с высокоабразивной золой.

При такой компоновке конвективные шахты значительно уменьшаются по высоте и под ними можно располагать горелочные устройства с подводными пыле- и воздухопроводами. Высота выходного окна топки при Т-образной компоновке относительно невелика, поэтому и фактическая разверка температур продуктов сгорания по высоте окна, горизонтального газохода между топкой и конвективной шахтой и по глубине конвективной шахты меньше, чем при П-образной компоновке, что улучшает температурный режим труб пароперегревателя. Увеличение площади входного окна приводит к снижению скоростей продуктов сгорания, что положительно отражается на снижении абразивного износа ширмовых и конвективных поверхностей нагрева при сжигании топлив с высоким содержанием кремния.

Основным недостатком Т-образной компоновки, по сравнению с П-образной, является усложнение каркаса, увеличение числа элементов поверхностей нагрева, следовательно, и технологических операций при их изготовлении, а также площади ограждающих стен газоходов, что особенно нежелательно при газоплотном экранировании.

Т-образной компоновке присущи и некоторые недостатки П-образной компоновки: наличие поворотов потока продуктов сгорания на выходе из топки и на входе в конвективную шахту.

Т-образная компоновка может найти применение для пылеугольных котлов большой производительности для энергоблоков мощностью 500–800 МВт и выше, а также для котлов, сжигающих угли с абразивной золой, когда требуется снижать скорости продуктов сгорания для уменьшения абразивного износа, и низкорреакционных углей, когда высота топки определяется условиями выгорания топлива.

В целом, при выборе такой компоновки необходимы убедительные технико-экономические доказательства ее преимуществ по сравнению с П-образной компоновкой в каждом конкретном случае.

Башенная и полубашенная компоновки заслуживают внимания при сжигании высокозольных топлив с абразивной золой, которые позволяют из-за отсутствия многократных разворотов потока газов, харак-

терных для П- и Т- образных компоновок, существенно снизить неравномерность поля скоростей и концентраций золы по сечению газохода.

При башенной компоновке поверхностей нагрева продукты сгорания движутся только вверх. В топке и конвективных поверхностях нагрева их движение восходящее, поэтому скорость движения частиц, на которые действуют противоположно направленные динамический напор продуктов сгорания и сила тяжести, оказывается меньше скорости несущего газового потока; особенно существенна эта разница для наиболее крупных частиц золы и топлива. Вследствие этого при башенной компоновке можно принимать несколько большие, приближенные к оптимальным, скорости продуктов сгорания, чем при других компоновках, что приводит вследствие интенсификации теплообмена к уменьшению металлоемкости поверхностей нагрева и их габаритов.

В то же время башенную компоновку отличает ряд недостатков.

Каркас котла превращается в сложное инженерное сооружение, монтаж которого с помощью башенных кранов большой высоты подъема также становится сложным и дорогим. В ряде случаев именно отсутствие необходимых башенных кранов исключает возможность использования башенной компоновки поверхностей нагрева.

Подвод воздуха к горелкам при расположении воздухоподогревателя на верхней отметке котла оказывается затрудненным, длина и сопротивление воздухопроводов становятся чрезмерно большими.

Высокая отметка выходного коллектора пароперегревателя усложняет трассировку стационарных паропроводов.

Крепление ширмовых и конвективных поверхностей нагрева, осуществляемое на подвесных трубах, усложняет конструкцию котла, а также его монтаж и ремонт.

Очистка дробью конвективных поверхностей нагрева невозможна.

В связи с указанными особенностями башенная компоновка в отечественной энергетике практически не применяется.

Достоинства башенной компоновки могут быть реализованы в полубашенной компоновке, лишенной целого ряда недостатков первой, хотя у нее есть свой недостаток – большой, ничем не заполненный опускной газоход, направляющий дымовые газы вниз, к воздухоподогревателю, золоулавливающей установке и дымососам.

2.2.3. Пароперегреватели современных энергетических котлов выполняются радиационно-конвективными в несколько ступеней.

Радиационные пароперегреватели (РПП) могут выполняться настенными (на всю высоту топки в виде отдельных панелей или верхней части стен топки на высоту ~ 0,3 высоты испарительных экранов), потолочными – располагаются на потолке котла по всей его глубине и в виде

внутритопочного ширмового пароперегревателя (ШПП), размещенного в верхней части топки $\sim 0,3$ ее высоты.

Полурадиационные (конвективно-радиационные) ступени пароперегревателя выполняются в виде ШПП (высотой $\sim 0,3$ высоты топки) и располагаются на входе в горизонтальный газоход.

Конвективные пароперегреватели (КПП) в большинстве случаев выполняются в виде вертикальных U-образных змеевиков, расположенных в горизонтальном газоходе и в отдельных случаях в конвективной шахте.

Число ступеней пароперегревателя выбирается с учетом температурной разверки таким образом, чтобы приращение энтальпии пара в каждой из ступеней, особенно в выходных по пару, не превышало 250–260 кДж/кг.

Число ступеней пароперегревателя определяется

$$n_{cm} = \frac{\Delta i_{ne}}{\Delta i_{cm}},$$

где $\Delta i_{ne} = i_{ne} - i_s + \sum \Delta i_{впр}$ – суммарное приращение энтальпии пара в пароперегревателе, кДж/кг;

i_{ne} – энтальпия перегретого пара при P_{ne} и t_{ne} ;

i_s – энтальпия сухого насыщенного пара при давлении в барабане P_{σ} ;

$\Delta i_{cm} = 250 \div 260$ кДж / кг – приращение энтальпии пара в одной ступени пароперегревателя;

$\sum \Delta i_{впр} = 60 \div 85$ кДж / кг – суммарное снижение пара во впрыскивающем пароохладителе.

Как правило, число ступеней равно четырем, тогда последовательность компоновки пароперегревателя по ходу движения пара следующая: РПП→КПП₁→ШПП→КПП₂.

2.2.4. В конвективной шахте располагают водяной экономайзер, воздухоподогреватель, а в котлах большой мощности – еще и вторичный пароперегреватель.

По принципу действия воздухоподогреватели разделяются на рекуперативные (трубчатые) и регенеративные. Подогрев воздуха выше 300–320 °С в регенеративных воздухоподогревателях (РВП) невозможен. В трубчатых воздухоподогревателях (ТВП) подогрев воздуха до 320 °С осуществляется в одной ступени, а выше 320 °С в двухступенчатых ТВП, выполненных "в рассечку", т.е. когда часть поверхности экономайзера располагается между ступенями ТВП.

2.3. Выбор способа шлакоудаления

2.3.1. В зависимости от фазового состояния удаляемого шлака различают топки с твердым (ТШУ) и жидким (ЖШУ) шлакоудалением. Способ шлакоудаления выбирают исходя из реакционной способности (V^{daf}), зольности (A_{np}^r), влажности (W_{np}^r) топлива, физико-химических свойств ($t_A, t_B, t_C, t_{HЖ}$) золы.

2.3.2. Топки с твердым шлакоудалением применяются при сжигании бурых и каменных углей, фрезерного торфа и сланцев с температурами жидкоплавкого состояния золы $t_C > 1350 \div 1400$ °С и при умеренных значениях температуры t_C , но с относительно высокой реакционной способностью $V^{daf} > 18\%$.

В нижней части экранные поверхности нагрева противоположных стен образуют скаты "холодной воронки" с углами наклона 50–55° к горизонту, где происходит охлаждение и грануляция шлака. Глубина устья холодной воронки $b_{ХВ} = 1 \div 1,2$ м. Мощные котлы могут иметь две воронки, при условии, что расстояние от устья воронки до места пересечения осей нижнего яруса горелок с осью топки составляет не менее 10 м.

Топки с твердым шлакоудалением обычно выполняются открытыми с аэродинамическим выступом перед выходным окном.

2.3.3. Топки с жидким шлакоудалением применяются при сжигании сильношлакующих бурых углей (угли Канско-Ачинского бассейна и т.п.), каменных углей (донецкого ГСШ, сангарского Д, Г и т.п.), имеющих основной состав шлака $((SiO_2 + Al_2O_3) / (Fe_2O_3 + CaO + MgO)) < 1$ и температуру нормального жидкого шлакоудаления $t_{HЖ} \leq 1450$ °С или $t_C \leq 1150 \div 1250$ °С, также топлив с низкой реакционной способностью (АШ, Т) и добываемых открытым способом окисленных кузнецких углей марок Т и СС.

Под топку выполняется горизонтальным или слабонаклонным (15° к горизонту), в центре пода оборудуется летка для слива шлака.

Конструктивно топочные камеры с ЖШУ, как правило, выполняются открытыми однокамерными или полуоткрытыми двухкамерными.

2.4. Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания

2.4.1. Топливо-воздушная смесь через горелочные устройства поступает в топочную камеру, где происходит полное смесеобразование, прогрев, воспламенение и выгорание топлива.

Воздух подается в топку для окисления топлива и обеспечения его эффективного выгорания. Воздушные потоки могут подразделяться:

- первичный воздух (направляемый после воздухоподогревателя в систему пылеприготовления в качестве сушильного агента и в виде топливно-воздушной смеси поступающий через основные горелочные устройства в топку);
- вторичный воздух (направляемый после воздухоподогревателя в отдельный канал основных горелочных устройств и далее в топку);
- третичный воздух (направляемый после воздухоподогревателя в систему пылеприготовления, а после сбрасываемый через сбросные горелки, или воздух, направляемый после воздухоподогревателя в сопла третичного дутья).

2.4.2. Горение топлива как химический процесс сводится к его полному окислению кислородом, содержащимся (~21 %) в подаваемом воздухе, с образованием различных окислов. Если при полном сгорании топлива прореагирует весь кислород, то имеющееся при этом соотношение количеств кислорода и топлива называют стехиометрическим, а количество поданного воздуха – теоретически необходимым $V_0^H, м^3 / кг$ или $м^3 / м^3$.

2.4.3. В действительности невозможно достичь полного сгорания топлива при подаче в топочную камеру теоретически необходимого объема воздуха вследствие несовершенства перемешивания топлива с окислителем, что негативно отражается на протекании химических реакций и приводит к затягиванию процесса горения. Поэтому в топку подается несколько большее количества воздуха, называемое действительным объемом $V_D, м^3 / кг$ или $м^3 / м^3$.

2.4.4. Отношение объемов воздуха, действительно подаваемого в топку V_D , к теоретически необходимому V_0^H называют коэффициентом избытка воздуха:

$$\alpha_T = \frac{V_D}{V_0^H}.$$

2.4.5. Продукты сгорания топлива (полный объем газообразных продуктов сгорания V_G^H) можно разделить на три группы:

- продукты полного окисления горючих элементов – трехатомные сухие газы $V_{RO_2} = V_{CO_2} + V_{SO_2}$;
- объемы азота V_{N_2} , кислорода V_{O_2} и водяных паров V_{H_2O} ;
- продукты неполного окисления горючих элементов топлива $V_{CO}, V_{H_2}, V_{CH_4}$.

2.4.6. В дальнейшем представлены расчетные формулы объемов воздуха и продуктов сгорания согласно методике теплового расчета котельных агрегатов.

2.4.7. Теоретический объем воздуха, необходимого для полного сгорания, при избытке воздуха $\alpha_T = 1$ и нормальных условиях (101,3 кПа, 0 °С):

— для полного сгорания 1 кг твердого или жидкого топлива:
 $V_0^H = 0,0889(C^r + 0,375S_{p+o}^r) + 0,265H^r - 0,0333O^r, \text{ м}^3 / \text{кг};$

— для полного сгорания 1 м³ сухого газообразного топлива:
 $V_0^H = 0,0476 \left(0,5CO + 0,5H_2S + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right), \text{ м}^3 / \text{м}^3.$

2.4.8. Теоретический объем азота при сгорании:

— твердого и жидкого топлива:

$$V_{0.N_2}^H = 0,79V_0^H + 0,8 \frac{N^r}{100}, \text{ м}^3 / \text{кг};$$

— газообразного топлива:

$$V_{0.N_2}^H = 0,79V_0^H + 0,01N_2, \text{ м}^3 / \text{кг};$$

2.4.9. Теоретический объем трехатомных газов при сгорании:

— твердого и жидкого топлива:

$$V_{RO_2}^H = 1,866 \frac{C^r + 0,375S_{p+o}^r}{100}, \text{ м}^3 / \text{кг};$$

— газообразного топлива:

$$V_{RO_2}^H = 0,01(CO_2 + CO + H_2S + \sum m C_m H_n), \text{ м}^3 / \text{м}^3.$$

2.4.10. Теоретический объем водяных паров при сгорании:

— твердого топлива:

$$V_{0.H_2O}^H = 0,111H^r + 0,0124W_t^r + 0,0161V_0^H, \text{ м}^3 / \text{кг};$$

— жидкого топлива:

$$V_{0.H_2O}^H = 0,111H^r + 0,0124W_t^r + 0,0161V_0^H + 1,24G_\phi, \text{ м}^3 / \text{кг},$$

где G_ϕ – расход пара при наличии парового дутья или парового распыливания мазута (для паровых форсунок $G_\phi = 0,3 \div 0,5 \text{ кг} / \text{кг}$);

— газообразного топлива:

$$V_{0.H_2O}^H = 0,01 \left(H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124d_{Г.ТЛ} \right) + 0,0161V_0^H, \text{ м}^3 / \text{м}^3,$$

где $d_{г.тл}$ – влагосодержание газообразного топлива, отнесенное к 1 м³ сухого газа, при расчетной температуре 10 °С; $d_{г.тл} \approx 10 \text{ г} / \text{м}^3$.

2.4.11. Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки α_T'' принимается в зависимости от типа топочного устройства и рода сжигаемого топлива согласно таблице 2.4.1.

При сжигании пыли в смеси с газом или мазутом коэффициент избытка воздуха принимается, как для твердого топлива.

Таблица 2.4.1. Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки и доля золы, уносимой газами, для камерных пылеугольных и газомазутных топок производительностью более 45 кг/с

Топливо	Тип топки	α_T''	$a_{ун}$
Антрацитовый штыб	ТШУ	1,2-1,25 ¹	0,95
	ЖШУ–открытая	1,2-1,25 ¹	0,9
	ЖШУ–полуоткрытая	1,2-1,25 ¹	0,9
Тощие угли	ТШУ	1,2-1,25 ¹	0,95
	ЖШУ–открытая	1,2-1,25 ¹	0,85
	ЖШУ–полуоткрытая	1,2-1,25 ¹	0,85
Каменные угли	ТШУ	1,15-1,2 ¹	0,95
	ЖШУ–открытая	1,15-1,2 ¹	0,80
	ЖШУ–полуоткрытая	1,15-1,2 ¹	0,70–0,80
Бурые угли	ТШУ	1,2-1,25 ¹	0,95
	ЖШУ–открытая	1,15-1,2 ¹	0,65–0,80 ²
	ЖШУ–полуоткрытая	1,15-1,2 ¹	0,65–0,70 ²
Отходы углеобогащения	ТШУ	1,15-1,2 ¹	0,95
Фрезерный торф	ТШУ	1,2	0,95
Сланцы	ТШУ	1,15-1,2 ¹	0,95
Мазут		1,02-1,03 ¹	1
Природный газ		1,03-1,05 ¹	1

¹Меньшее значение – для топок с газоплотными экранами.

²Меньшее значение – для топок с тангенциальным расположением горелок.

2.4.12. Присосы воздуха по принятой компоновке поверхностей нагрева по отдельным газоходам $\Delta\alpha_i$ принимаются согласно таблице 2.4.2. Поскольку котельные агрегаты в отечественном котлостроении в большинстве случаев выполняется по схеме с уравновешенной тягой, то давление внутри котла ниже атмосферного, что приводит к присосам холодного воздуха через неплотности в котле.

Таблица 2.4.2. Присосы воздуха по газовому тракту котла

Элементы газового тракта котла	Величина присоса $\Delta\alpha_i$
Газоплотные топочные камеры	0,02
Топочные камеры с металлической обшивкой труб экрана	0,05
Топочные камеры с обмуровкой и металлической обшивкой	0,07
Топочные камеры с обмуровкой и без обшивки	0,10
Фестон, ширмовый пароперегреватель	0
Конвективный пароперегреватель	0,03
Водяной экономайзер стальной (на каждую ступень)	0,02
Воздухоподогреватель трубчатый при паропроизводительности >50 кг/с (на каждую ступень)	0,03
Воздухоподогреватель трубчатый при паропроизводительности ≤50 кг/с (на каждую ступень)	0,06
Воздухоподогреватель регенеративный при паропроизводительности >50 кг/с	0,15
Воздухоподогреватель регенеративный при паропроизводительности ≤50 кг/с	0,20
Электрофильтры при паропроизводительности >50 кг/с	0,10
Электрофильтры при паропроизводительности ≤50 кг/с	0,15
Батарейные циклоны	0,05
Скрубберы	0,05
Стальные газоходы за котлом (каждые 10 п.м)	0,01
Кирпичные борова (каждые 10 п.м)	0,05

Для последующего расчета котельного агрегата необходимо принять следующие присосы:

- присосы воздуха в газоход ширмового пароперегревателя $\Delta\alpha_{шпш}$;
- присосы воздуха в газоход конвективного пароперегревателя $\Delta\alpha_{кпш}$; котельные агрегаты средней и большой паропроизводительности, как правило, имеют 2 ступени конвективного пароперегревателя, тогда $\Delta\alpha_{кпш_1} = \frac{\Delta\alpha_{кпш}}{2}$, $\Delta\alpha_{кпш_2} = \frac{\Delta\alpha_{кпш}}{2}$;
- присосы воздуха в газоход первой ступени водяного экономайзера $\Delta\alpha_{вэк_1}$;
- присосы воздуха в газоход второй ступени водяного экономайзера $\Delta\alpha_{вэк_2}$ (при ее наличии);
- присосы воздуха в газоход первой ступени воздухоподогревателя $\Delta\alpha_{вп_1}$;

- присосы воздуха в газоход второй ступени воздухоподогревателя $\Delta\alpha_{ВП_2}$ (при ее наличии).

2.4.13. Коэффициенты избытка воздуха за каждой поверхностью нагрева α_i'' определяется прибавлением к α_T'' соответствующей суммы присосов воздуха в газоходах от топки до данной поверхности включительно, т.е. $\alpha_i'' = \alpha_T'' + \sum \Delta\alpha_i$, тогда:

- избыток воздуха за ширмовым пароперегревателем $\alpha_{ШПП}'' = \alpha_T'' + \Delta\alpha_{ШПП}$;
- избыток воздуха за конвективным пароперегревателем второй ступени $\alpha_{КПП_2}'' = \alpha_{ШПП}'' + \Delta\alpha_{КПП_2}$;
- избыток воздуха за конвективным пароперегревателем первой ступени $\alpha_{КПП_1}'' = \alpha_{КПП_2}'' + \Delta\alpha_{КПП_1}$;
- избыток воздуха за второй ступенью водяного экономайзера (при ее наличии) $\alpha_{ВЭК_2}'' = \alpha_{КПП_1}'' + \Delta\alpha_{ВЭК_2}$;
- избыток воздуха за второй ступенью воздухоподогревателя (при ее наличии) $\alpha_{ВП_2}'' = \alpha_{ВЭК_2}'' + \Delta\alpha_{ВП_2}$;
- избыток воздуха за первой ступенью водяного экономайзера $\alpha_{ВЭК_1}'' = \alpha_{ВП_2}'' + \Delta\alpha_{ВЭК_1}$;
- избыток воздуха за первой ступенью воздухоподогревателя $\alpha_{ВП_1}'' = \alpha_{ВЭК_1}'' + \Delta\alpha_{ВП_1}$.

2.4.14. Средний коэффициент избытка воздуха в газоходе каждой поверхности нагрева в соответствии с принятой компоновкой определяется по формуле $\alpha_{иср.} = \frac{\alpha_i' + \alpha_i''}{2}$, где $\alpha_i' = \alpha_i'' - \Delta\alpha_i$, тогда:

- в газоходе ширмового пароперегревателя $\alpha_{ШПП\text{ ср.}} = \frac{\alpha_T'' + \alpha_{ШПП}''}{2}$;
- в газоходе второй ступени конвективного пароперегревателя $\alpha_{КПП_2\text{ ср.}} = \frac{\alpha_{ШПП}'' + \alpha_{КПП_2}''}{2}$;
- в газоходе первой ступени конвективного пароперегревателя $\alpha_{КПП_1\text{ ср.}} = \frac{\alpha_{КПП_2}'' + \alpha_{КПП_1}''}{2}$;
- в газоходе второй ступени водяного экономайзера (при ее наличии) $\alpha_{ВЭК_2\text{ ср.}} = \frac{\alpha_{КПП_1}'' + \alpha_{ВЭК_2}''}{2}$;
- в газоходе второй ступени воздухоподогревателя (при ее наличии)

$$\alpha_{ВП_2 \text{ ср.}} = \frac{\alpha''_{ВЭК_2} + \alpha''_{ВП_2}}{2};$$

— в газоходе первой ступени водяного экономайзера

$$\alpha_{ВЭК_1 \text{ ср.}} = \frac{\alpha''_{ВП_2} + \alpha''_{ВЭК_1}}{2};$$

— в газоходе первой ступени воздухоподогревателя

$$\alpha_{ВП_1 \text{ ср.}} = \frac{\alpha''_{ВЭК_1} + \alpha''_{ВП_1}}{2}.$$

2.4.15. Действительный объем водяных паров в дымовых газах при избытке воздуха $\alpha > 1$ определяется по формуле:

$$V_{H_2O}^H = V_{0.H_2O}^H + 0,0161(\alpha_T'' - 1)V_0^H, \text{ м}^3 / \text{кг}.$$

2.4.16. Действительный объем дымовых газов при избытке воздуха $\alpha > 1$ определяется по формуле:

$$V_{\Gamma}^H = V_{RO_2}^H + V_{0.N_2}^H + V_{H_2O}^H + (\alpha_T'' - 1)V_0^H, \text{ м}^3 / \text{кг}.$$

2.4.17. Объемная доля сухих трехатомных газов:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^H}{V_{\Gamma}^H}.$$

2.4.18. Объемная доля водяных паров:

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}^H}{V_{\Gamma}^H}.$$

2.4.19. Суммарная объемная доля трехатомных газов:

$$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O}.$$

2.4.20. Доля золы топлива, уносимой дымовыми газами из топки $a_{ун}$, определяется по таблице 2.4.1.

2.4.21. Масса дымовых газов:

— для твердого топлива:

$$G_{\Gamma} = 1 - \frac{A^r}{100} + 1,306\alpha V_0^H, \text{ кг} / \text{кг};$$

— для жидкого топлива:

$$G_{\Gamma} = 1 - \frac{A^r}{100} + 1,306\alpha V_0^H + G_{\phi}, \text{ кг} / \text{кг};$$

— для газообразного топлива:

$$G_{\Gamma} = \rho_{\Gamma.г.л.}^c + \frac{d_{\Gamma.г.л.}}{100} + 1,306\alpha V_0^H, \text{ кг} / \text{м}^3, \text{ где } \rho_{\Gamma.г.л.}^c - \text{плотность}$$

сухого газа при нормальных условиях [1, табл. IV].

2.4.22. Безразмерная концентрация золы в дымовых газах

$$\mu_{\text{зл}} = \frac{A^{\Gamma} \times a_{\text{УН}}}{100G_{\Gamma}}, \text{ кг / кг.}$$

2.4.23. Дальнейший расчет объемов продуктов сгорания рекомендуется проводить по форме таблицы 2.4.3.

Таблица 2.4.3. Средние объемные характеристики продуктов сгорания

Расчетные величины	$V_0^H, \text{ м}^3 / \text{кг}$		$V_{0, \text{N}_2}^H, \text{ м}^3 / \text{кг}$		$V_{\text{RO}_2}^H, \text{ м}^3 / \text{кг}$	
	$V_{0, \text{H}_2\text{O}}^H, \text{ м}^3 / \text{кг}$		$A^r, \%$		$a_{\text{ун}}$	
	Газоходы котла					
топка и ширмы (фестон)	конвективный пароперегреватель		водяной экономайзер		воздухоподогреватель	
	2 ступень	1 ступень	2 ступень	1 ступень	2 ступень	1 ступень
1. Коэффициент избытка воздуха за поверхностью нагрева, α_i''						
2. Средний коэффициент избытка воздуха в газоходе $\alpha_{\text{ср.}}$						
3. Произведение $(\alpha_{\text{ср.}} - 1)V_0^H$						
4. Объем водяных паров $V_{\text{H}_2\text{O}}^H = V_{0, \text{H}_2\text{O}}^H + 0,0161(\alpha_{\text{ср.}} - 1)V_0^H$						
5. Полный объем дымовых газов $V_z^H = V_{\text{RO}_2}^H + V_{0, \text{N}_2}^H + V_{\text{H}_2\text{O}}^H + (\alpha_{\text{ср.}} - 1)V_0^H$						
6. Объемная доля сухих трехатомных газов $r_{\text{RO}_2}^H = V_{\text{RO}_2}^H / V_z^H$						
7. Объемная доля водяных паров $r_{\text{H}_2\text{O}}^H = V_{\text{H}_2\text{O}}^H / V_z^H$						
8. Суммарная доля трехатомных газов $r_n^H = r_{\text{RO}_2}^H + r_{\text{H}_2\text{O}}^H$						
9. Масса дымовых газов $G_r^H = 1 - A^r / 100 + 1,306 \cdot \alpha_{\text{ср.}} V_0^H$						
10. Безразмерная концентрация золы в дымовых газах $\mu_{\text{зл}} = (A^r \cdot a_{\text{зн}}) / (100 \cdot G_r^H)$						

2.5. Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания

2.5.1. Энтальпией воздуха при расчете котельных агрегатов называют количество тепла, содержащегося в объеме воздуха, необходимого для сжигания 1 кг или м³ энергетического топлива.

Энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при $\alpha = 1$ и расчетной температуре ϑ определяется по формуле:

$$I_{0,B} = V_0^H (c\vartheta)_B, \text{ кДж/кг (кДж/м}^3\text{)},$$

где $(c\vartheta)_B$ – удельная энтальпия воздуха, кДж/м³, принимается по таблице 2.5.1.

2.5.2. При выполнении теплового расчета котельных агрегатов количество переданной теплоты принято определять через энтальпию продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг или м³ энергетического топлива.

Энтальпия теоретического объема дымовых газов при $\alpha = 1$ и расчетной температуре ϑ определяется по формуле:

$$I_{0,G} = V_{0,CO_2}^H (c\vartheta)_{CO_2} + V_{0,N_2}^H (c\vartheta)_{N_2} + V_{0,H_2O}^H (c\vartheta)_{H_2O}, \text{ кДж/кг};$$

где $(c\vartheta)_{CO_2}$ – удельная энтальпия CO₂, кДж/м³, $(c\vartheta)_{N_2}$ – удельная энтальпия N₂, кДж/м³, $(c\vartheta)_{H_2O}$ – удельная энтальпия H₂O, кДж/м³, принимаются по таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1. Энтальпии газов, воздуха и золы

$\vartheta, ^\circ\text{C}$	$(c\vartheta)_B,$ кДж/м ³	$(c\vartheta)_{CO_2},$ кДж/м ³	$(c\vartheta)_{N_2},$ кДж/м ³	$(c\vartheta)_{H_2O},$ кДж/м ³	$(c\vartheta)_{зп},$ кДж/кг
100	132.7	171.7	130.1	150.5	80.8
200	267.0	360.0	261.0	304.0	169.1
300	403	563	394	463	264
400	542	776	529	626	360
500	685	999	667	795	458
600	830	1231	808	969	560
700	979	1469	952	1149	662
800	1129	1712	1098	1334	767
900	1283	1961	1247	1526	875
1000	1438	2213	1398	1723	984
1100	1595	2458	1551	1925	1097
1200	1754	2717	1705	2132	1206
1300	1914	2977	1853	2344	1361
1400	2076	3239	2009	2559	1583
1500	2239	3503	2166	2779	1759
1600	2403	3769	2324	3002	1876
1700	2567	4036	2484	3229	2064
1800	2732	4305	2644	3458	2186

1900	2899	4574	2804	3690	2387
2000	3066	4844	2965	3926	2512
2100	3234	5115	3127	4163	–
2200	3402	5386	3289	4402	–
2300	3571	5658	3452	4643	–
2400	3740	5930	3615	4888	–
2500	3910	6203	3778	5132	–

2.5.3. В продуктах сгорания твердого топлива также присутствует часть золы с определенным количеством тепла, зависящим от доли уносимой золы $a_{ун}$ и количества золы в одном килограмме топлива $\frac{A^r}{100}$.

Энтальпия золы в дымовых газах при $\alpha = 1$ и расчетной температуре ϑ определяется по формуле:

$$I_{зл} = (с\vartheta)_{зл} \frac{A^r}{100} a_{ун}, \text{ кДж/кг},$$

где $(с\vartheta)_{зл}$ – удельная энтальпия золы, кДж/кг, принимается по таблице 2.5.1.

Величина энтальпии золы, как правило, невелика, поэтому ее следует учитывать в случае, если $a_{ун} \frac{A^r}{Q_i^r} > 1,4 \text{ \%кг} / \text{МДж}$.

2.5.4. Действительная энтальпия дымовых газов при $\alpha > 1$ определяется по формуле:

$$I = I_{0,г} + (\alpha_i'' - 1)I_{0,в} + I_{зл}, \text{ кДж/кг (кДж/м}^3\text{)}.$$

2.5.5. Расчет продуктов сгорания для различных участков газового тракта, соответственно для различных коэффициентов воздуха и температур, рекомендуется выполнять в виде таблицы 2.5.2.

Таблица 2.5.2. Энтальпии продуктов сгорания

ϑ , °С	$I_{0.в.}$, кДж / кг	$I_{0.г.}$, кДж / кг	$I_{зл.}$, кДж / кг	$I_{г.} = I_{0.г.} + (\alpha - 1)I_{0.в.} + I_{зл.}$						
				За топкой и ширма- ми, $\alpha''_т$	За КПП ₂ , $\alpha''_{кпп_2}$	За КПП ₁ , $\alpha''_{кпп_1}$	За ВЭК ₂ , $\alpha''_{вэ_2}$	За ВП ₂ , $\alpha''_{вп_2}$	За ВЭК ₁ , $\alpha''_{вэ_1}$	За ВП ₁ , $\alpha''_{вп_1}$
30										
100										
200										
300										
400										
500										
600										
700										
800										
900										
1000										
1100										
1200										
1300										
1400										
1500										
1600										
1700										
1800										
1900										
2000										
2100										
2200										
2300										
2400										
2500										

Примечания к таблице 2.5.2:

- ¹ Последовательность поверхностей нагрева вдоль газового тракта в каждом конкретном случае может быть иной, чем приведенная в таблице.
- ² В большинстве случаев для заполнения таблицы обязательны только выделенные диапазоны температур.

³ При необходимости определения промежуточного значения энтальпии или температуры необходимо выполнить интерполяцию по следующей формуле

$$x = a_1 + \frac{(a_2 - a_1)}{(b_2 - b_1)}(a_1 - x), \text{ где}$$

b_1	a_1
?	x
b_2	a_2

2.6. Определение коэффициента полезного действия и расхода топлива котельного агрегата

2.6.1. КПД котла и необходимый расход топлива рассчитываются на основании теплового баланса. Тепловой баланс составляется применительно к установившемуся тепловому состоянию котла на 1 кг твердого (жидкого) или на 1 м³ газообразного топлива при 0 °С и 101,3 кПа и имеет вид:

$$Q_p + Q_{B.BH} + Q_\phi = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \text{ кДж / кг (кДж / м}^3\text{)},$$

где Q_p – располагаемое тепло топлива;

$Q_{B.BH}$ – тепло, внесенное воздухом, при его подогреве вне котла;

Q_ϕ – тепло, внесенное в топку паровым дутьем;

Q_1 – полезно использованное тепло в котле;

Q_2 – потеря тепла с уходящими из котла продуктами сгорания;

Q_3 – потеря тепла с химическим недожогом топлива (газовые горючие компоненты);

Q_4 – потеря тепла с механическим недожогом топлива (твердые углеродные соединения);

Q_5 – потеря тепла от наружного охлаждения;

Q_6 – потеря с физической теплотой удаляемого из топки шлака.

КПД котла выражается как отношение количества теплоты, принятого рабочей средой Q_1 , к располагаемому теплу поступающей на горение рабочей массы топлива Q_p (прямой метод определения):

$$\eta_k = \frac{Q_1}{Q_p} 100, \%$$

КПД котла также может быть определен в процентах, установив сумму тепловых потерь при его работе (обратный метод определения):

$$\eta_k = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \%$$

Дальнейшая методика расчета приводится согласно методу обратного баланса.

2.6.2. Физическое тепло топлива:

$$i_{ТЛ} = c_{ТЛ} t_{ТЛ}, \text{кДж} / \text{кг} \left(\text{кДж} / \text{м}^3 \right),$$

где $c_{ТЛ}$ – теплоемкость топлива, $\text{кДж} / (\text{кг} \cdot \text{K})$ ($\text{кДж} / (\text{м}^3 \cdot \text{K})$); $t_{ТЛ}$ – температура рабочего состояния топлива, $^{\circ}\text{C}$;

- теплоемкость твердых топлив в рабочем состоянии определяется:

$$c_{ТЛ}^r = 4,19 \frac{W_t^r}{100} + c_{ТЛ}^d \frac{100 - W_t^r}{100}, \text{кДж} / (\text{кг} \cdot \text{K}),$$

где $c_{ТЛ}^d$ – теплоемкость сухого твердого топлива, $\text{кДж} / (\text{кг} \cdot \text{K})$, принимается по таблице 2.6.1; W_t^r – влажность рабочего топлива, %;

- теплоемкость жидких топлив в рабочем состоянии определяется:

при температуре рабочего состояния $t < 100^{\circ}\text{C}$

$$c_M = 1,89 + 0,0053t, \text{кДж} / (\text{кг} \cdot \text{K});$$

при температуре рабочего состояния $t = 100 \div 150^{\circ}\text{C}$

$$c_M = 1,30 + 0,0112t, \text{кДж} / (\text{кг} \cdot \text{K});$$

температура подогрева мазута принимается согласно п. 1.1.9.

- теплоемкость газообразного топлива в рабочем состоянии определяется:

$$c_{Г.ТЛ} = 0,01 \left(c_{H_2} H_2 + c_{CO} CO + c_{CH_4} CH_4 + c_{CO_2} CO_2 + \dots \right) + 0,00124 c_{H_2O} d_{Г.ТЛ}, \text{кДж} / (\text{м}^3 \cdot \text{K}),$$

где $d_{Г.ТЛ}$ – влагосодержание газообразного топлива, $\text{г}/\text{м}^3$, согласно п. 2.4.10; c_{H_2} , c_{CO} , c_{CH_4} , c_{CO_2} , c_{H_2O}, \dots – теплоемкости составляющих газообразного топлива, значения которых приведены в таблице 2.6.2.

Таблица 2.6.1. Теплоемкости сухого состояния твердых топлив, $\text{кДж} / (\text{кг} \cdot \text{K})$

Топливо	Температура, $^{\circ}\text{C}$				
	0	100	200	300	400
Антрациты и тощие угли	0,92	0,96	1,05	1,13	1,17
Каменные угли	0,96	1,09	1,26	1,42	–
Бурые угли	1,09	1,26	1,47	–	–
Сланцы	1,05	1,13	1,30	–	–
Фрезерный торф	1,30	1,51	1,80	–	–

Таблица 2.6.2. Средние теплоемкости горючих газов, $\text{кДж} / (\text{м}^3 \cdot \text{К})$

$t, ^\circ\text{C}$	c_{CO}	c_{H_2}	$c_{\text{H}_2\text{S}}$	c_{CH_4}	$c_{\text{C}_2\text{H}_6}$	$c_{\text{C}_3\text{H}_8}$	$c_{\text{C}_4\text{H}_{10}}$	$c_{\text{C}_5\text{H}_{12}}$
0	1,300	1,278	1,508	1,548	2,210	3,049	4,129	5,130
100	1,303	1,289	1,534	1,642	2,495	3,510	4,705	5,836
200	1,307	1,300	1,562	1,757	2,776	3,964	5,256	6,516
300	1,314	1,300	1,595	1,883	3,046	4,370	5,774	7,135
400	1,328	1,303	1,634	2,012	3,308	4,759	6,268	7,740
500	1,343	1,307	1,670	2,138	3,557	5,094	6,689	8,255
600	1,357	1,307	1,710	2,261	3,776	5,429	7,114	8,784
700	1,372	1,310	1,746	2,380	3,985	5,724	7,484	9,230
800	1,386	1,314	1,782	2,495	4,183	5,987	7,808	9,626
900	1,397	1,325	1,818	2,603	4,363	6,232	8,114	9,990
1000	1,411	1,328	1,850	2,700	4,529	6,462	8,402	10,346

Температура рабочего топлива ($t_{\text{ТЛ}}$) учитывается в тех случаях, когда топливо предварительно подогрето посторонним источником тепла (паровой подогрев мазута, паровые сушилки и т.п.), а также при сушке по разомкнутому циклу. В последнем случае температуру и влажность топлива следует принимать по состоянию перед топкой.

При отсутствии постороннего подогрева физическое тепло может учитываться только для бурых углей и торфа. При этом температура топлива принимается 20°C .

При замкнутой схеме пылеприготовления тепло подогрева и подсушки топлива в мельничной системе в балансе не учитывается.

В тех случаях, когда в котел подается смерзшееся топливо (что должно быть специально оговорено в задании), из величины располагаемого тепла вычитается тепло, затрачиваемое на размораживание

$$\Delta Q = 3,35 \left(W_t^r - W_t^\delta \frac{100 - W_t^r}{100 - W_t^\delta} \right), \text{кДж} / \text{кг},$$

где W_t^δ – безопасная (связанная) влажность, соответствующая равновесной влажности угля при 20°C и 100 %-ном насыщении.

Для каменных углей и антрацита $W_t^\delta = 4,5 - 6\%$; для бурых углей с приведенной влажностью 10–16 % $W_t^\delta = 19 - 24\%$; для бурых углей с большей приведенной влажностью $W_t^\delta = 28 - 30\%$.

2.6.3. Тепло, затрачиваемое на разложение карбонатов при сжигании сланцев:

$$Q_{\text{крб}} = 40k (\text{CO}_2)_{\text{крб}}^r, \text{кДж} / \text{кг},$$

где k – коэффициент (степень) разложения карбонатов при сжигании; $(\text{CO}_2)_{\text{крб}}^r$ – содержание карбонатов в рабочей массе топлива, %.

2.6.4. Располагаемое тепло твердого и жидкого топлива определяется по формуле:

$$Q_p = Q_i' + i_{ТЛ} + (1 - k)Q_{крб}, \text{ кДж} / \text{кг}.$$

2.6.5. Располагаемое тепло газообразного топлива определяется по формуле:

$$Q_p = Q_i^d + i_{ТЛ}, \text{ кДж} / \text{м}^3.$$

2.6.6. Тепло, вносимое воздухом, при его подогреве вне котла (паром из отборов, отработанным теплом и т.п.):

$$Q_{В.ВН} = (\beta' - \beta_{изб})(I'_{0.ВП} - I_{0.ХВ}), \text{ кДж} / \text{кг} (\text{кДж} / \text{м}^3),$$

где β' – отношение количества воздуха на входе в воздушный тракт котла к теоретически необходимому, при рециркуляции горячего воздуха доля рециркулирующего воздуха в составе β' не учитывается;

$\beta_{изб}$ – отношение количества избыточного (отдаваемого "на сторону") воздуха к теоретически необходимому; при отсутствии отдачи на сторону $\beta_{изб} = 0$;

$I'_{0.ВП}$ – энтальпия теоретически необходимого количества воздуха на входе в воздухоподогреватель, $\text{кДж} / \text{кг} (\text{кДж} / \text{м}^3)$; определяется согласно п. 2.1.8 и табл. 2.5.2;

$I_{0.ХВ}$ – энтальпия теоретически необходимого количества холодного воздуха на входе в воздушный тракт котла (перед калорифером, вентилятором и т.п.), $\text{кДж} / \text{кг} (\text{кДж} / \text{м}^3)$; определяется при температуре холодного воздуха согласно п. 2.1.8 и табл. 2.5.2.

При отсутствии специальных указаний в задании подогрев воздуха не предусматривается, т.е. $Q_{В.ВН} = 0$.

2.6.7. Отношение количества воздуха на входе в воздушный тракт котла к теоретически необходимому:

$$\beta' = \beta'_T + \sum \Delta\alpha_{ВП} + \beta_{изб},$$

где $\beta'_T = \alpha''_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{ПЛ} - (\alpha_{отб} - 1)r_T$ – отношение количества воздуха, подаваемого в топку из воздухоподогревателя, к теоретически необходимому;

$\sum \Delta\alpha_{ВП}$ – суммарный присос воздуха в воздухоподогревателе;

$\Delta\alpha_{ПЛ}$ – присосы в системе пылеприготовления с учетом возможных нарушений плотности во время эксплуатации; определяется по таблице 2.6.3 (в разомкнутых пылесистемах не учитываются);

- $\alpha_{отб}$ – коэффициент избытка воздуха в месте отбора газов на рециркуляцию;
- r_T – коэффициент рециркуляции газов в низ топки или горелки.

Таблица 2.6.3. Присосы воздуха в системы пылеприготовления

С бункером пыли под разрежением	Среднее значение $\Delta\alpha_{пл}$	С горячим вдуванием пыли в топку			
		при работе под разрежением	Среднее значение $\Delta\alpha_{пл}$	при работе под давлением	Среднее значение $\Delta\alpha_{пл}$
С шаровыми барабанными мельницами при сушке горячим воздухом	0,10	С молотковыми мельницами	0,04	С молотковыми мельницами	0,00
С шаровыми барабанными мельницами при сушке смесью воздуха и дымовых газов	0,12	Со среднеходными мельницами	0,04	Со среднеходными мельницами	0,00
С молотковыми мельницами при сушке смесью воздуха и дымовых газов	0,06	С мельницами-вентиляторами и устройством нисходящей сушки	0,20–0,25 ¹		
Со среднеходными мельницами	0,06				

¹ Верхний предел для высоковолажных топлив.

2.6.8. При наличии парового дутья или парового распыливания мазута паромеханическими или паровыми форсунками в топку поступает пар из общестанционной магистрали. Для распыливания мазута, как правило, используют перегретый пар давлением 0,3–0,6 МПа с температурой 280–350 °С. Тепло, вносимое форсуночным дутьем, зависит от удельного расхода пара на распыливание 1 кг мазута паровыми форсунками $G_\phi = 0,3 \div 0,5 \text{ кг} / \text{кг}$ и энтальпии пара i_ϕ в зависимости от принятого давления и температуры, определяемой по таблице удельного объема и энтальпии перегретого пара при докритическом давлении [1, табл. XXV].

2.6.9. Тепло, вносимое паровым дутьем ("форсуночным" паром):

$$Q_{\phi} = G_{\phi} (i_{\phi} - 2400), \text{ кДж} / \text{кг}.$$

2.6.10. При сжигании жидкого и газообразного топлива потери от химического и механического недожога топлива записываются как сумма $(q_3 + q_4)$ (Приложение Б, табл. Б1).

Потеря тепла от химической неполноты сгорания топлива q_3 обусловлена неполным окислением горючих элементов топлива до конечных продуктов. Образующиеся газообразные продукты неполного сгорания топлива покидают топочную камеру, унося тепло в виде недогоревших газообразных химических элементов.

Потеря тепла от механической неполноты сгорания топлива q_4 возникает вследствие неполноты выгорания твердой части (коксового остатка) пылеугольных частиц в объеме топочной камеры котла.

Поэтому при расчете топочной камеры котельного агрегата, работающего на газообразном топливе потерю q_4 принимают равной нулю.

При расчете котла на жидком топливе суммарное значение химического и механического недожога топлива можно разложить в соотношении приблизительно 50/50.

При хорошей организации сжигания твердого топлива в камерных топках значение потери от химической неполноты сгорания топлива минимально и при расчете принимается $q_3 = 0$.

Потеря q_4 при сжигании твердого топлива принимается по данным таблицы 2.6.4 (для камерных топок с твердым шлакоудалением), таблицы 2.6.5 (для камерных топок с жидким шлакоудалением).

Таблица 2.6.4. Потеря тепла от механической неполноты сгорания топлива для топок с твердым шлакоудалением

Топливо	$q_4, \%$
Антрацитовый штыб	7–8
Тощие угли	5
Каменные угли	1–1,5 ¹
Отходы углеобогащения	2–3 ¹
Бурые угли	
малозольные с $A_{np}^r \leq 1 \text{ кг} \cdot \% / \text{МДж}$	0,5
многозольные с $A_{np}^r \leq 1 \text{ кг} \cdot \% / \text{МДж}$	1–2 ¹
Фрезерный торф	0,5–1,0

¹ Меньшие значения для малозольных топлив с $A_{np}^r \leq 1,4 \text{ кг}\% / \text{МДж}$

Таблица 2.6.5. Потеря тепла от механической неполноты сгорания топлива для топок с жидким шлакоудалением

Топливо	$q_4, \%$
Открытые топки	
Антрацитовый штыб	6
Тощие угли	4
Каменные угли	0,5
Бурые угли	0,3
Полуоткрытые топки	
Антрацитовый штыб	5
Тощие угли	4
Каменные угли	0,5
Бурые угли	0,3

Значения q_4 для АШ и Т при отклонении качества топлива от нормативного определяют соотношением $q_4 = \frac{(q_4)_{норм} A_{np}^r}{(A_{np}^r)_{норм}}$.

2.6.11. Энтальпия уходящих газов ($I_{yx}, \text{кДж} / \text{кг}$) при избытке воздуха $\alpha_{yx} = \alpha_{ВП}''$ и температуре ϑ_{yx} определяется согласно таблице 2.5.2.

2.6.12. Энтальпия холодного воздуха ($I_{0.XB.}, \text{кДж} / \text{кг}$) при температуре t_{XB} определяется согласно таблице 2.5.2.

2.6.13. Потеря тепла с уходящими газами является наибольшей потерей, поскольку достаточно большой объем продуктов сгорания с довольно высокими температурами покидают последнюю поверхность нагрева котельного агрегата, унося не воспринятое тепло из котельного агрегата. Основу, q_2 составляет разность энтальпий продуктов сгорания на выходе из последней поверхности нагрева котла и холодного воздуха

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p} 100 = \frac{[I_{yx} - (\alpha_{yx} - \beta') I_{0.npc} - \beta' I_{0.X.B.}]}{Q_p} (100 - q_4), \%$$

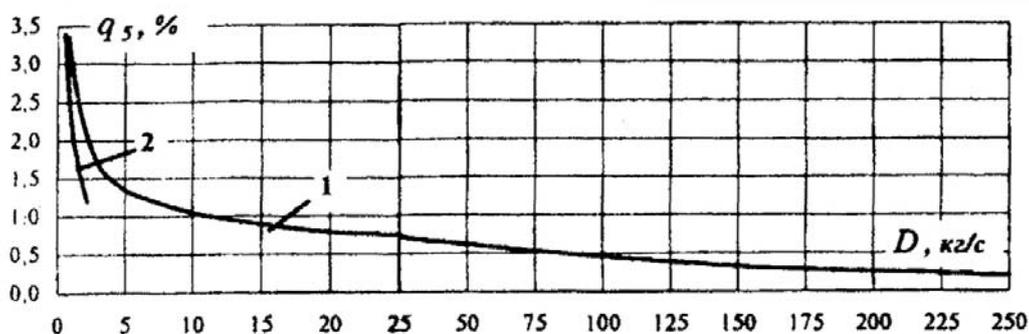
где $I_{0.npc}$ – энтальпия воздуха, присасываемого в газоходы котла при температуре присасываемого воздуха, $\text{кДж} / \text{кг}$, ($\text{кДж} / \text{м}^3$), которая определяется, как

$$I_{0.прс} = \frac{(\Delta\alpha_T + \sum \Delta\alpha_{КПП} + \sum \Delta\alpha_{ВЭК})I_{0.ХВ} + \sum \Delta\alpha_{ВП} I_{0.ГВ}^{cp}}{\sum \Delta\alpha_{КПП} + \sum \Delta\alpha_{ВЭК} + \sum \Delta\alpha_{ВП}}, \text{кДж} / \text{кг} (\text{кДж} / \text{м}^3),$$

$I_{0.ГВ}^{cp}$ – энтальпия горячего воздуха, присасываемого по газходам воздухоподогревателей при средней температуре горячего воздуха

$$t_{ГВ}^{cp} = \frac{t_{ГВ} + t_{ХВ}}{2}, \text{определяется по таблице 2.5.2.}$$

2.6.14. Потеря тепла от наружного охлаждения (в окружающую среду) q_5 возникает вследствие теплоотдачи от стен котла к окружающему воздуху. Зависит от размеров и температуры наружной поверхности котла, температуры воздуха в котельном отделении, поэтому с увеличением мощности котла и соответственно с уменьшением удельной поверхности котла, потеря q_5 снижается. Определяется по рисунку 2.6.1.



1 – котельный агрегат (с хвостовыми поверхностями); 2 – собственно котел (без хвостовых поверхностей).

Рис. 2.6.1. Потери тепла от наружного охлаждения в зависимости от паропроизводительности котла

2.6.15. Потеря тепла q_6 складывается из потерь с теплом шлака $q_{6_{шл}}$ и с теплом на охлаждение панелей и балок топки, не включенных в циркуляционную схему котла $q_{6_{охл}}$:

$$q_6 = q_{6_{шл}} + q_{6_{охл}}.$$

Потеря с теплом шлака $q_{6_{шл}}$ возникает при удалении горячего шлака из топочной камеры, уносящего с собой тепло. Вводится в расчет для всех твердых топлив при камерном сжигании с жидким и твердым шлакоудалением. Но при условии $A^r \leq \frac{Q_i^r}{400}$ и камерном сжигании с твердым шлакоудалением $q_{6_{шл}}$ может не учитываться.

Потеря $q_{6_{шл}}$ определяется по формуле:

$$q_{6_{\text{шл}}} = \frac{Q_{6_{\text{шл}}}}{Q_p} 100 = \frac{a_{\text{шл}} (c\mathcal{D})_{\text{шл}} A^r}{Q_p}, \%,$$

где $a_{\text{шл}} = 1 - a_{\text{ун}}$ – доля золы топлива, переходящая в шлак;
 $(c\mathcal{D})_{\text{шл}} = (c\mathcal{D})_{\text{зп}}$ – энтальпия шлака, кДж/кг, определяется по таблице 2.5.1 при температуре удаляемого шлака $t_{\text{шл}}$.

Температура $t_{\text{шл}}$ принимается равной: при твердом шлакоудалении – 600 °С, при жидком шлакоудалении – температуре начала нормального жидкого шлакоудаления $t_{\text{нжс}}$ (Приложение А, табл. А2), при отсутствии данных по $t_{\text{нжс}}$, $t_{\text{шл}}$ принимают по температуре жидкоплавкого состояния золы t_c , увеличенной на 100 °С.

Потеря тепла на охлаждение не включенных в циркуляционную схему котла панелей и балок слоевой топки при отсутствии специальных указаний определяется по формуле:

$$q_{6_{\text{охл}}} = \frac{Q_{6_{\text{охл}}}}{Q_p} 100, \%, \text{ или приближенно } q_{6_{\text{охл}}} = \frac{120H_{\text{охл}}}{Q_k} 100, \%,$$

где $H_{\text{охл}}$ – лучевоспринимающая поверхность балок и панелей, м²;
 Q_k – полное количества тепла, полезно использованное в котле, кВт.

В тепловом балансе котла с пылеугольной топкой, как правило, учитывают только потерю тепла со шлаком.

2.6.16. Суммарная потеря тепла в котле представляется:

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_{6_{\text{шл}}} + q_{6_{\text{охл}}}, \%$$

2.6.17. Коэффициент полезного действия котла (брутто):

$$\eta_k = 100 - \sum q, \%$$

2.6.18. При определении расхода топлива на котел необходимо определить ряд следующих параметров.

2.6.18.1. Энтальпия перегретого пара $i_{\text{не}}$, при давлении перегретого пара $P_{\text{не}}$ и температуре перегретого пара $t_{\text{не}}$, определяется по [1, табл. XXV].

2.6.18.2. Давление питательной воды на входе в экономайзер:

$$P_{\text{н.в}} = P_{\text{г}} + 0,1P_{\text{г}}, \text{ МПа.}$$

2.6.18.3. Энтальпия питательной воды $i_{\text{н.в}}$, при давлении питательной воды $P_{\text{н.в}}$ и температуре питательной воды $t_{\text{н.в}}$, определяется по [1, табл. XXIV].

2.6.18.4. Энтальпия продувочной воды i_{np} , определяется по [1, табл. XXIII] по давлению в барабане P_6 :

$$i_{np} = i'_s, \text{кДж / кг},$$

где i'_s – энтальпия воды на кривой насыщения, кДж/кг.

2.6.18.5. Расход воды на продувку:

$$D_{np} = \frac{p}{100} D_{ne}, \text{кг / с},$$

где p – величина непрерывной продувки, % (согласно заданию); D_{ne} – расход первично перегретого пара, кг/с (согласно заданию).

2.6.18.6. Полное количество тепла, полезно использованное в котле:

$$Q_k = (D_{ne} - D_{обв})(i_{ne} - i_{н.в}) + D_{обв}(i_{ne} - i_{обв}) + \sum D_{впр}^{cm}(i_{н.в} - i_{впр}) + \\ + D_{н.н}(i''_s - i_{н.в}) + D_{np}(i'_s - i_{н.в}) + \sum D_{впр}^{nn}(i''_{nn} - i_{впр}^{nn}) + Q_{от.в} + Q_{изб}, \text{кВт},$$

где D_{ne} – количество выработанного перегретого пара, кг/с;

$D_{обв}$ – расход питательной воды, кг/с, подаваемой в котел мимо регенеративных подогревателей с энтальпией $i_{обв}$;

i_{ne} – энтальпия перегретого пара, кДж/кг; определяется по давлению и температуре перед главной паровой задвижкой;

$i_{н.в}$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг; определяется по давлению и температуре на входе в первую поверхность котла;

$D_{впр}^{cm}$ – расходы впрысков в тракт первичного пароперегревателя сторонней воды с энтальпией $i_{впр}$;

$D_{н.н}$ – количество насыщенного пара, кг/с, с энтальпией i''_s , отданного до перегревателя; определяется по давлению в барабане котла;

D_{np} – расход воды на продувку котла, кг/с, с энтальпией кипящей воды i'_s , при давлении в барабане (при величине продувки меньше 2 % от паропроизводительности котла тепло продувочной воды может не учитываться);

D_{nn} – расходы пара на входе в промежуточные перегреватели, кг/с, с начальной i'_{nn} и конечной i''_{nn} энтальпией;

$D_{впр}^{nn}$ – расходы впрысков в промперегреватели, включая впрыски питательной воды, с энтальпией $i_{впр}^{nn}$;

$Q_{от.в}$ – тепло воды, подогреваемой в котле и отдаваемой "на сторону", кВт;

$Q_{изб} = \beta_{изб} (I_{0.изб} - I'_{0.ВП}) B_p$ – тепло избыточного отдаваемого "на сторону" воздуха с энтальпией $I_{0.изб}$, кВт, где B_p – расчетный расход топлива, кг/с ($м^3/с$).

При отсутствии расхода питательной воды мимо регенеративных подогревателей ($D_{обс} = 0$), впрысков сторонней воды в тракт первичного пароперегревателя ($D_{впр}^{cm} = 0$), отбора насыщенного пара ($D_{н.н} = 0$), подогретой воды, отдаваемой "на сторону" ($Q_{от.с} = 0$), подогретого избыточного воздуха, отдаваемого "на сторону" ($Q_{изб} = 0$) и отсутствии промперегревателя ($D_{nn} = 0$, $D_{впр}^{nm} = 0$) полное количество тепла, полезно использованное в котле, определяется по следующей формуле:

$$Q_k = D_{ne} (i_{ne} - i_{n.e}) + D(i'_s - i_{n.e}), \text{ кВт.}$$

2.6.18.7. Расход топлива, подаваемого в топку:

$$B = \frac{Q_k}{\frac{Q_p \eta_k}{100} + Q_{в.вн.} + Q_\phi}, \text{ кг / с (} м^3 / с \text{)}.$$

2.6.18.8. Расчетный расход топлива вычисляется с учетом механической неполноты сгорания:

$$B_p = B \left(1 - \frac{q_4}{100} \right), \text{ кг / с (} м^3 / с \text{)}.$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приступая к формированию исходных данных для проектирования и моделирования котельных агрегатов, необходимо в полном объеме оценить свойства и характеристики сжигаемого топлива, поскольку на данном этапе закладываются основы компоновки котла и вспомогательного оборудования. Дальнейший тепловой расчет поверхностей нагрева парового котла и/или его моделирование основываются на принятых и расчетных значениях исходных параметров, которые определяют трудоемкость и качество выполнения поставленных задач.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). – СПб. : Изд-во НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.
2. Фурсов И.Д., Коновалов В.В. Конструирование и тепловой расчет паровых котлов : учеб. пособие для студентов вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова. – Барнаул : Изд-во АлтГТУ, 2001. – 266 с.
3. Липов Ю.М., Самойлов Ю.Ф., Виленский Т.В. Компоновка и тепловой расчет парового котла : учебное пособие. – М. : Альянс, 2012. – 208 с.
4. Хзмалян Д.М., Каган Я.А. Теория горения и топочные устройства : учеб. пособие для студентов вузов. – М. : Энергия, 1976. – 488 с.
5. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (нормативные материалы) / под общ. ред. Н.В. Соколова и М.Л. Кисельгофа. – Л. : НПО ЦКТИ-ВТИ, 1971. – 309 с.

Приложение А
РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТОПЛИВ

Таблица А1. Расчетные характеристики твердых топлив

№ п/п	Бассейн, месторождение	Марка	Класс или продукт обогащения	Рабочая масса топлива состав, %							Нижшая теплота сгорания		Зольность на сухую массу	Пределы-ные значения, %		Влага гигроскопическая $W_{гг}$ %	Приведен-ные значе-ния		Выход легу-чих	Теплота сгора-ния по бомбе		
				W_t^r	A^r	S_p^r	S_o^r	C^r	H^r	N^r	O^r	Q_i^r МДж/кг		Q_i^r ккал/кг	A^d		W_t^r	W_{np}^r % кт/			A_{np}^r МДж	Q_0^{daf} МДж/кг
Россия, Украина																						
1	Донецкий бассейн	Д	Р	13.0	27.8	1.7	1.2	44.1	3.3	0.9	8.0	17.25	4120	32.0	18.0	35.0	4.5	3.16	6.75	43.0	31.40	7500
2	Донецкий бассейн	Д	отсев	14.0	28.4	2.2	1.2	42.6	3.2	0.9	7.5	16.71	3990	33.0	18.0	37.5	6.0	3.51	7.12	44.0	31.40	7500
3	Донецкий бассейн	Д	концентрат	14.0	24.9	1.4	1.2	46.4	3.4	1.0	7.7	17.88	4270	29.0	16.5	30.0	4.5	3.28	5.83	42.0	31.56	7540
4	Донецкий бассейн	Г	Р	10.0	28.8	2.0	1.0	48.3	3.4	0.9	5.6	18.92	4520	32.0	12.0	37.5	3.0	2.21	6.37	40.0	33.08	7900
5	Донецкий бассейн	Г	отсев	11.0	29.4	2.5	1.0	46.5	3.3	0.9	5.4	18.21	4350	33.0	15.0	37.5	3.0	2.52	6.76	41.0	32.87	7850
6	Донецкий бассейн	Г	концентрат	13.0	14.8	1.2	1.2	57.8	3.8	1.1	7.1	23.03	5500	17.0	15.0	20.0	3.0	2.36	2.69	39.0	33.91	8100
7	Донецкий бассейн	Г	промпродукт	12.0	35.2	2.0	0.9	40.1	3.0	0.8	6.0	15.74	3760	40.0	17.0	45.0	3.5	3.19	9.36	42.0	32.24	7700
8	Донецкий бассейн	Г	шлам	20.0	33.6	1.7	0.8	35.5	2.6	0.7	5.1	13.61	3250	42.0	23.0	45.0	3.5	6.15	10.34	42.0	32.24	7700
9	Донецкий бассейн	Ж	Р	6.0	30.1	1.8	0.7	53.4	3.3	1.0	3.7	21.14	5050	32.0	8.0	37.5	1.5	1.19	5.96	32.0	34.96	8350
10	Донецкий бассейн	ОС	Р	5.0	26.6	2.1	0.7	59.5	3.1	1.0	2.0	23.24	5550	28.0	6.0	37.5	1.0	0.90	4.79	19.0	35.59	8500
11	Донецкий бассейн	Ж, ОС	промпродукт	12.0	37.0	2.1	0.5	41.1	2.7	0.8	3.8	16.12	3850	42.0	15.0	45.0	1.3	3.12	9.61	20.0-33.0	33.91	8100
12	Донецкий бассейн	Ж, ОС	шлам	15.0	34.8	1.9	0.5	40.6	2.6	0.8	3.8	15.91	3800	41.0	20.0	42.0	1.3	3.94	9.17	20.0-33.0	34.12	8150
13	Донецкий бассейн	Т	Р	6.0	32.0	1.5	0.7	55.2	2.5	1.0	1.1	20.60	4920	34.0	8.0	35.0	1.5	1.22	6.50	12.0	34.54	8250
14	Донецкий бассейн	А	штяб, СШ	8.5	34.8	1.0	0.5	52.2	1.0	0.5	1.5	18.23	4355	38.0	9.0	40.0	2.5	1.93	7.89	4.0	33.24	7940
15	Донецкий бассейн	А	шлам	20.0	36.0	0.9	0.3	40.3	0.8	0.3	1.4	13.63	3255	45.0	—	47.0	2.5	6.08	10.94	5.0	32.87	7850
Украина																						
Новые месторождения и участки Донецкого бассейна																						
16	Новомосковское	ЗБ, Д	—	25.0	15.0	0.9	0.5	44.4	3.2	0.8	10.2	16.75	4020	20.0	—	—	—	6.25	3.75	43.0	30.35	7250
17	Новомосковское	Д, Г	—	22.5	15.5	0.9	0.5	46.5	3.3	0.9	9.9	17.58	4200	20.0	—	—	10.0	5.36	3.69	42.0	30.77	7350
18	Привольнянское	Д	—	13.0	21.8	1.4	1.4	49.9	3.6	1.0	7.9	19.68	4700	25.0	—	—	5.0	2.77	4.63	42.0	32.45	7750
19	Северо-Александровские 1-2	Д, Г	—	14.0	21.5	2.1	0.9	48.2	3.3	1.0	9.0	18.76	4480	25.0	16.0	30.0	7.0	3.13	4.80	41.0	31.28	7470
20	Успенские 1-4	Д, Г	—	14.0	23.2	1.3	0.7	48.4	3.3	1.3	7.8	18.46	4410	27.0	—	—	—	3.17	5.26	42.0	31.82	7600
21	Н ововетловское	Г	—	11.0	22.3	2.1	1.0	52.0	3.7	1.1	6.8	20.52	4900	25.0	—	—	3.0	2.24	4.55	44.0	32.87	7850
22	Светлановский	Г	—	10.0	28.8	1.0	1.8	49.0	3.3	1.1	5.0	19.48	4650	32.0	—	—	2.0	2.15	6.19	38.0	33.87	8090
23	Чапаевский рудник	Г	—	11.0	22.3	1.9	1.1	53.4	3.7	1.1	5.5	21.10	5040	25.0	—	—	3.0	2.18	4.41	40.0	33.79	8070
24	Углеторский Восточный	Т, А	—	5.0	24.7	1.8	0.6	62.7	2.7	1.1	1.4	23.70	5660	26.0	—	—	1.3	0.83	4.36	7.5	35.09	8380
25	Ольховатский	А	—	5.0	24.7	1.6	0.6	64.1	2.2	1.2	0.6	23.57	5630	26.0	—	—	1.5	0.89	4.39	7.0	34.79	8310
26	Володарский рудник	А	—	7.5	20.4	1.2	0.6	68.1	0.9	0.5	0.8	23.03	5500	22.0	—	—	4.5	1.36	3.70	3.0	34.12	8150
27	Мнусский 1-2	А	—	6.0	24.4	1.4	0.6	63.5	2.1	0.8	1.2	23.45	5600	26.0	—	—	3.0	1.07	4.36	4.0-7.0	34.75	8300
Россия																						
28	Кузнецкий бассейн	Д	Р, СШ	11.5	15.9	0.4	0.4	56.4	4.0	1.9	9.9	21.90	5230	18.0	13.0	25.0	4.5	2.20	3.04	40.5	31.94	7630
29	Кузнецкий бассейн	Г	Р, МСШ, СШ	8.5	16.9	0.4	0.4	60.1	4.2	2.0	7.9	23.57	5630	18.5	11.0	25.0	3.0	1.51	3.01	39.5	33.28	7950
30	Кузнецкий бассейн	Г	промпродукт	13.0	28.7	0.6	0.6	46.6	3.4	1.8	5.9	18.09	4320	33.0	15.0	40.0	2.9	3.01	6.64	41.5	33.08	7900
31	Кузнецкий бассейн	Г	шлам	21.5	10.2	0.5	0.5	54.3	3.9	1.6	8.0	20.98	5010	13.0	25.0	15.0	3.1	4.29	2.03	40.5	32.95	7870
32	Кузнецкий бассейн	СС	Р, СШ	9.0	18.2	0.4	0.4	60.8	3.0	1.5	6.5	23.40	5590	20.0	12.0	30.0	3.0	1.61	3.25	31.0	33.75	8060

Продолжение таблицы А1

№ п/п	Бассейн, месторождение	Марка	Класс или продукт обогащения	Рабочая масса топлива состав, %						Низшая теплота сгорания		Зольность на сухую массу	Пределы значения, %		Влага гигроскопическая $W_{гп}$ %	Приведенные значения		Выход летучих	Теплота сгорания по бомбе			
				W_t	A^r	S_p^r	S_o^r	C^r	H^r	N^r	O^r		Q_i^r МДж/кг	Q_i^r ккал/кг		A^d %	W_t^r		A^d	W_{np}^r % кг/л	A_{np}^r МДж	Q_0^{daf} МДж/кг
33	Кузнецкий бассейн	2СС	Р, СШ	8.5	16.5	0.4	66.0	3.5	1.6	3.5	25.33	6050	18.0	12.0	30.0	1.8	1.40	2.72	20.0	35.17	8400	
34	Кузнецкий бассейн	Т	Р, СШ	7.0	14.6	0.5	70.2	3.0	1.7	3.0	25.12	6000	20.0	10.0	25.0	1.8	1.17	3.10	12.5	34.96	8350	
35	Кузнецкий бассейн	Ж	пропродукт	6.0	39.5	0.7	45.2	3.1	1.6	3.9	17.71	4230	42.0	10.0	45.0	1.4	1.42	9.33	37.0	34.33	8200	
36	Кузнецкий бассейн	К	пропродукт	8.5	33.9	0.3	49.5	2.8	1.4	3.6	19.01	4540	37.0	12.0	45.0	1.7	1.87	7.45	24.0	34.58	8260	
37	Кузнецкий бассейн	А	Р	10.0	16.2	0.4	68.8	1.5	0.8	2.3	24.16	5770	18.0	12.0	20.0	4.5	1.73	2.81	5.0	33.62	8030	
38	Углеразрез Кузнецкого б-на	Д	РОК I	18.0	17.2	0.4	48.3	3.2	1.4	11.5	18.00	4300	21.0	23.0	26.0	8.5	4.19	4.00	41.0	29.73	7100	
39У	Углеразрез Кузнецкого б-на	Г	РОК I	15.0	17.0	0.4	53.4	3.5	1.6	9.1	20.52	4900	20.0	18.0	25.0	—	2.89	2.95	39.5	31.82	7600	
40	Углеразрез Кузнецкого б-на	Г	РОК II	19.5	20.1	0.3	44.5	2.7	1.4	11.5	16.33	3900	25.0	27.0	27.5	8.5	5.00	5.16	41.5	29.01	6930	
41	Углеразрез Кузнецкого б-на	ГСС	РОК I	10.5	14.8	0.4	61.4	3.4	1.5	8.0	23.11	5520	26.5	15.0	28.0	3.2	1.90	2.67	33.5	32.40	7740	
42	Углеразрез Кузнецкого б-на	ГСС	РОК II	21.0	13.4	0.3	48.2	2.2	1.3	13.6	16.75	4000	17.0	24.0	20.0	12.0	5.25	3.36	33.0	27.21	6500	
43	Углеразрез Кузнецкого б-на	2СС	РОК I	12.0	18.5	0.3	59.1	2.9	1.5	5.7	22.19	5300	21.0	17.0	27.0	4.0	2.26	3.49	21.5	33.41	7980	
44	Углеразрез Кузнецкого б-на	2СС	РОК II	19.0	18.6	0.3	47.4	2.1	1.2	11.4	16.45	3930	23.0	27.0	30.0	9.5	4.83	4.74	28.5	28.01	6690	
45	Углеразрез Кузнецкого б-на	Т	РОК I	9.7	20.3	0.3	61.4	2.1	1.5	4.7	22.06	5270	22.5	15.0	25.0	5.9	1.84	3.85	14.0	32.66	7800	
46	Углеразрез Кузнецкого б-на	Т	РОК II	13.0	20.0	0.3	53.3	1.9	1.3	10.2	18.46	4410	23.0	17.0	25.0	9.0	2.95	4.54	24.0	28.85	6890	
47	Талдинский разрез Казахстан	Г	РОК II	24.0	20.5	0.2	40.5	2.5	1.3	11.0	14.40	3440	27.0	30.0	30.0	11.0	6.98	5.96	41.0	28.05	6700	
48	Карагандинский бассейн	К	Р, отсев	9.0	34.6	0.7	46.8	0.8	5.2	18.13	4330	38.0	12.0	40.0	1.8	2.08	7.99	28.0	33.83	8080		
49	Карагандинский бассейн	К	концентрат	10.0	20.7	0.8	59.3	1.0	4.6	22.90	5470	23.0	12.0	25.0	1.8	1.83	3.78	27.0	34.54	8250		
50	Карагандинский бассейн	К	пропродукт	10.0	38.7	0.8	41.8	0.6	5.4	16.24	3880	43.0	12.5	48.0	2.0	2.58	10.00	30.0	33.49	8000		
51	Карагандинский бассейн	К	шлам	16.0	30.2	0.8	44.7	0.6	4.8	16.96	4050	36.0	18.0	38.0	2.0	3.95	7.57	28.0	33.75	8060		
52	Кузнецкое	2К	Р	7.0	40.9	0.3	44.1	0.8	3.8	16.58	3960	44.0	—	45.0	1.9	1.77	10.33	21.0	33.49	8000		
53	Борлинское	2К	Р	7.5	40.7	0.6	41.8	0.7	5.9	16.12	3850	44.0	12.0	48.0	1.5	1.95	10.57	31.0	32.91	7860		
54	1-я гр. зольности	СС	Р	6.5	36.9	0.4	44.8	3.0	0.8	7.3	17.38	4150	39.5	—	43.0	2.5	1.57	8.89	25.0	32.36	7730	
55	2-я гр. зольности	СС	Р	5.0	45.6	0.6	38.4	2.7	0.8	6.9	14.61	3490	48.0	—	53.0	2.1	1.43	13.07	25.0	31.44	7510	
56	Тургайский бассейн	2Б	Р	37.0	14.5	1.5	34.0	2.5	0.6	9.9	12.23	2920	23.0	40.0	28.0	10.0	12.67	4.97	48.5	28.47	6800	
57	Приозерное	2Б	Р	36.0	14.7	0.6	34.7	2.5	0.5	11.0	12.31	2940	23.0	40.0	28.0	11.0	12.24	5.01	48.2	28.09	6710	
58	Орловское Майкобинский бассейн	2Б	Р	34.0	19.1	0.9	32.2	2.2	0.6	11.0	11.35	2710	29.0	38.0	34.0	8.5	12.55	7.05	45.0	27.21	6500	
59	Шоптыкское	3Б	Р	18.0	24.6	0.5	41.6	3.0	0.6	11.7	15.62	3730	30.0	23.0	35.0	8.0	4.82	6.60	41.0	29.31	7000	
60	Сарыкольское ¹⁾ Россия	3Б	—	23.5	23.0	0.5	40.1	2.7	0.5	9.7	14.53	3470	30.0	—	35.0	8.0	6.77	6.61	40.5	29.56	7060	
61	Подмосковный бассейн	2Б	Р, ОМСШ	32.1	30.6	1.6	0.9	24.3	1.9	0.4	8.2	8.67	2070	45.0	40.0	48.0	7.5	15.45	14.78	48.0	27.00	6450
62	Бассейн в целом ²⁾ в т.ч., высокозольный уголь	2Б	Р, ОМСШ	31.0	32.4	1.1	0.8	23.4	2.0	0.4	8.9	8.33	1990	47.0	37.0	50.0	7.0	15.58	16.28	55.0	26.59	6350

Продолжение таблицы А1

№ п/п	Бассейн, месторождение	Марка	Класс или продукт обогащения	Рабочая масса топлива состав, %							Низшая теплота сгорания		Зольность на сухую массу	Пределы значаения, %		Влага гигроскопическая $W_{гп}$ %	Приведенные значения		Выход летучих	Теплота сгорания по бомбе		
				W_r^r	A^r	S_p^r	S_o^r	C^r	H^r	N^r	O^r	Q_i^r МДж/кг		Q_i^r ккал/кг	A^d		W_r^r	A^d			W_{np}^r % кг/	A_{np}^r МДж
Печорский бассейн																						
63	Игитинское	Д	Р, отсев	11.5	28.8	1.7	0.8	44.2	2.9	1.5	8.6	16.87	4030	32.5	13.0	33.0	7.0	2.85	7.15	40.0	30.15	7200
64	Воркутинское Украина	Ж	Р, отсев	8.0	29.4	0.6	0.4	52.6	3.3	1.5	4.2	20.77	4960	32.0	9.0	35.0	2.5	1.61	5.93	33.0	34.75	8300
Днепровский бассейн																						
65	Львовско-Волынский бассейн	Г	Р, отсев	10.0	27.0	1.9	0.9	49.8	3.3	0.9	6.2	19.47	4650	30.0	12.0	32.0	3.5	2.15	5.81	39.0	32.87	7850
67	Межреченское Россия	ГЖ	Р	8.0	32.2	2.1	0.7	48.7	3.3	0.7	4.3	19.38	4630	35.0	10.0	38.0	1.5	1.73	6.95	36.0	34.54	8250
Кизеловский бассейн																						
68	Кизеловский бассейн	Ж	Р	6.0	32.0	3.7	1.6	48.6	3.5	0.6	4.0	19.68	4700	34.0	7.0	37.0	1.1	1.25	6.69	43.0	34.12	8150
69	Кизеловский бассейн	Г	Р, МСШ, промпродукт	7.5	37.9	3.0	1.3	41.5	3.2	0.5	5.1	16.71	3990	41.0	10.0	45.0	1.2	1.85	9.36	45.0	33.07	7900
70	Кизеловский бассейн	Г	промпродукт, шлам	18.0	35.3	5.8	1.4	32.2	2.5	0.6	4.2	13.90	3320	43.0	20.0	45.0	1.0	5.42	10.63	44.0	32.32	7720
Челябинский бассейн																						
71	Челябинский бассейн	ЗБ	Р, отсев	17.0	35.7	0.8	0.8	33.6	2.5	0.9	9.5	12.56	3000	43.0	24.0	45.0	8.0	5.67	11.90	44.0	28.47	6800
72	Волчанское и Богословское	ЗБ	Р	22.0	35.1	0.2	27.5	2.1	0.5	12.6	9.52	2275	45.0	30.0	47.0	9.5	9.67	15.43	47.0	24.70	5900	
73	Бабаловское	ИБ	Р	56.0	10.1	0.9	23.2	2.1	0.2	7.5	8.10	1935	23.0	59.0	25.0	10.0	28.94	5.22	65.0	29.52	7050	
74	Тульганское Грузия	ИБ	Р	52.0	14.4	0.4	22.2	2.1	0.3	8.6	7.45	1780	30.0	55.0	33.0	8.5	29.21	8.09	65.5	27.63	6600	
Ткибульское																						
75	Ткибульское	Д	МСШ	13.0	34.8	1.3	0.7	37.3	3.1	0.5	9.3	14.70	3510	40.0	15.0	45.0	4.0	3.70	9.91	46.0	30.35	7250
76	Ткибульское	Г	Р, шлам, промпродукт	15.0	25.5	1.7	44.9	3.5	0.9	8.5	17.08	4080	30.0	30.0	16.0	35.0	3.0	3.68	6.25	44.0	31.40	7500
77	Тварчельское Узбекистан	Ж	промпродукт	11.5	35.0	0.9	0.4	42.5	3.2	0.9	5.6	16.31	3895	39.5	13.0	42.0	1.5	2.95	8.98	36.0	32.47	7755
Ангренское																						
78	Ангренское	2Б	ОМСШ	34.5	14.4	1.3	39.1	1.9	0.2	8.6	13.44	3210	22.0	40.0	25.0	11.0	10.75	4.49	33.5	29.09	6950	
Шарунское																						
79	Шарунское Киргизия	СС	СШ	6.0	17.4	0.7	65.0	3.4	0.5	7.0	25.95	6200	18.5	9.0	25.0	1.2	0.97	2.81	22.0	34.75	8300	
Кок-Янгак																						
80	Кок-Янгак	Д	СШ	10.5	18.8	0.6	0.7	56.2	3.3	0.7	9.2	21.31	5090	21.0	17.5	25.0	5.0	2.06	3.69	34.0	31.81	7600
81	Таш-Кумар	Д	СШ	14.5	25.7	1.1	44.6	2.9	0.7	10.5	16.66	3980	30.0	17.5	33.0	10.0	3.64	6.44	41.0	29.73	7100	
82	Сулоктинское	ЗБ	СШ	22.0	16.4	0.5	47.7	2.5	0.4	10.5	17.00	4060	21.0	30.0	30.0	10.0	5.42	4.04	33.0	29.52	7050	
83	Кызыл-Кия Кара-Киче ¹⁾	ЗБ	СШ	28.0	13.0	0.8	45.4	2.4	0.5	9.5	16.16	3860	18.0	30.0	25.0	10.0	7.25	3.37	35.0	29.72	7100	
84	Таджимистан	ЗБ	—	19.0	81	0.8	55.0	3.1	0.6	13.4	19.80	4730	100	—	—	11.0	4.02	1.71	37.0	28.88	6900	
Шураб 1/2																						
85	Шураб 1/2	ЗБ	Р	21.0	25.0	0.6	0.3	40.8	1.8	0.4	9.8	14.24	3400	32.0	30.0	35.0	10.0	6.16	7.41	37.0	28.47	6800
86	Шураб 8	ЗБ	СШ	28.0	17.3	1.0	0.3	42.7	1.7	0.4	8.6	14.57	3480	24.0	32.0	25.0	10.0	8.00	4.94	33.0	28.89	6900

Продолжение таблицы А1

№ п/п	Бассейн, месторождение	Марка	Класс или продукт обогащения	Рабочая масса топлива состав, %							Нижняя теплота сгорания		Зольность на сухую массу	Пределы значеня, %		Влага гигроскопическая $W_{гг}$ %	Приведенные значения		Выход летучих	Теплота сгорания по бомбе		
				W_t	A^r	S_p^r	S_o^r	C^r	H^r	N^r	O^r	Q_i^r МДж/кг		Q_i^r ккал/кг	A^d %		W_t^r	A^d		W_{np}^r % кг/	A_{np}^r МДж	V^{daf} %
Россия																						
Канско-Ачинский бассейн																						
87	Ирша-Бородиловское	2Б	Р	33,0	7,4	0,2	42,6	3,0	0,6	13,2	15,28	3650	11,0	36,0	20,0	12,0	9,04	2,03	47,0	28,26	6750	
88	Назаровское	2Б	Р	39,0	7,9	0,4	37,2	2,5	0,5	12,5	12,85	3070	13,0	40,0	20,0	13,0	12,70	2,57	47,0	27,30	6520	
89	Березовское	2Б	Р	33,0	4,7	0,2	44,2	3,1	0,4	14,4	15,66	3740	7,0	38,0	12,0	12,0	8,82	1,25	48,0	27,63	6600	
90	Боготольское ¹⁾	1Б	—	44,0	6,7	0,5 ^н	34,3	2,4	0,3	11,8	11,81	2820	12,0	—	—	13,5	15,60	2,38	48,0	27,42	6550	
91	Абанское ¹⁾	2Б	—	33,5	8,0	0,4	41,5	2,9	0,6	13,1	14,74	3520	12,0	—	—	12,0	9,52	2,27	48,0	27,84	6650	
92	БарандагскоеО	2Б	—	37,0	4,4	0,2	41,9	2,9	0,4	13,2	14,82	3540	7,0	—	—	11,5	10,45	1,25	48,0	28,05	6700	
93	Итагское ¹⁾	1Б	—	40,5	6,8	0,4	36,6	2,6	0,4	12,7	12,81	3060	11,5	—	—	13,0	13,24	2,24	48,0	27,42	6550	
94	Большеречское ¹⁾	3Б	—	24,0	6,1	0,2	51,7	3,6	0,6	13,8	19,05	4550	8,0	—	—	11,5	5,28	1,34	44,0	29,79	7110	
95	Черногорское	Д	Р, МСШ, СШ	14,0	21,5	0,5	49,7	3,3	1,3	9,7	18,84	4500	25,0	20,0	30,0	8,0	3,11	4,78	42,0	30,98	7400	
96	Черемховское и Забугуйское	Д	Р, МСШ	15,0	29,8	0,9	42,5	3,1	0,6	8,1	16,41	3920	35,0	19,0	40,0	4,5	3,82	7,59	47,0	31,82	7600	
97	Азейское	3Б	Р	25,0	16,5	0,5	42,7	3,1	0,9	11,3	15,99	3820	22,0	30,0	27,5	10,0	6,54	4,31	48,0	29,73	7100	
98	Мугунское ¹⁾	3Б	—	22,0	15,6	0,9	46,0	3,6	0,9	11,0	17,29	4130	20,0	—	—	10,5	5,32	3,77	46,0	30,10	7190	
99	Каахемское	Г	Р	5,0	14,3	0,4	65,0	4,8	1,0	9,5	25,41	6070	15,0	7,0	18,0	2,3	0,82	2,34	46,0	33,07	7900	
100	Гусинозерское (Холбольдж)	3Б	Р	26,0	18,5	0,4	39,4	2,8	0,6	12,3	14,32	3420	25,0	30,0	27,0	10,0	7,60	5,40	43,0	28,26	6750	
101	Никольское ¹⁾	Д, ДГ	Р	6,0	19,7	0,4	58,3	4,1	1,0	10,5	22,44	5360	21,0	10,0	25,0	3,5	1,12	3,68	45,0	31,82	7600	
102	Олоя-Шибирское	Д, ДГ	Р	7,5	16,7	0,5	58,3	4,3	0,8	12,1	21,01	5020	23,0	10,0	28,0	4,8	1,49	4,23	43,5	31,11	7430	
103	Букачинское	Г	Р	9,0	13,7	0,5	63,4	4,3	0,8	8,3	24,57	5870	15,0	12,0	17,0	4,0	1,53	2,32	42,0	33,49	8000	
104	Тагауровское	2Б	Р	33,0	10,7	0,2	41,1	2,8	0,7	11,5	14,69	3510	16,0	—	—	11,0	9,40	3,05	45,0	28,80	6880	
105	Харанорское	1Б	Р	40,0	13,2	0,3	33,5	2,2	0,5	10,3	11,39	2720	22,0	42,0	30,0	30,0	12,0	14,71	4,85	44,0	27,63	6600
106	Тарбагатайское	3Б	Р	31,5	15,4	1,8	41,4	3,0	0,9	6,0	15,78	3770	22,5	—	27,5	5,0	8,36	4,09	45,0	32,87	7850	
107	Арбагарское	3Б	Р	28,5	16,4	0,4	38,4	2,7	0,8	11,8	13,52	3230	23,0	30,0	27,0	11,0	8,82	5,09	45,0	27,21	6500	
108	Ургуйское ¹⁾	3Б	Р	29,5	8,8	0,3	46,9	3,0	0,5	11,0	16,83	4020	12,5	35,0	17,5	8,5	7,33	2,19	40,5	29,68	7090	
109	Артемовское	3Б	Р, СШ	23,0	33,1	0,3	29,4	2,5	0,6	11,1	11,14	2660	43,0	30,0	45,0	9,0	8,65	7,54	50,0	28,05	6700	
110	Партизанский бассейн	Г	Р, СШ	5,5	34,0	0,4	49,8	3,2	0,8	6,3	19,47	4650	36,0	7,0	40,0	2,0	1,01	5,93	36,0	33,70	8050	
111	Партизанский бассейн	Ж	Р	5,5	32,1	0,4	52,7	3,2	0,7	5,4	20,52	4900	34,0	7,0	40,0	1,7	1,12	6,56	31,0	34,33	8200	
112	Партизанский бассейн	Т	Р	5,0	28,5	0,5	58,8	2,7	0,7	3,8	22,19	5300	30,0	8,0	35,0	1,5	0,94	5,37	12,0	34,54	8250	
113	Партизанский бассейн	Ж	концентрат	6,0	21,6	0,4	61,5	3,7	0,9	5,9	23,86	5700	23,0	8,0	25,0	1,7	1,05	3,79	32,5	34,50	8240	
114	Партизанский бассейн	Ж,Т	промпродукт	8,0	37,3	0,4	45,4	2,7	0,7	5,5	17,08	4080	40,5	10,0	43,0	1,5	1,96	9,13	30,0	33,07	7900	
115	Партизанский бассейн	Т	концентрат	6,0	19,7	0,4	66,9	3,0	0,8	3,2	24,87	5940	21,0	8,0	25,0	1,5	1,01	3,32	13,0	34,75	8300	
116	Ургальское	Г	Р	10,0	31,1	0,4	46,6	3,4	0,8	7,7	18,04	4310	34,5	13,0	37,0	2,5	2,32	7,20	42,0	32,44	7750	
117	Райчихинское	2Б	Р, МСШ	37,0	13,9	0,3	34,9	2,1	0,5	11,3	11,72	2800	22,0	40,0	30,0	11,0	13,21	4,96	43,0	25,96	6200	
118	Райчихинское	2Б	Р, окислен.	47,0	11,7	0,2	27,9	1,6	0,4	11,2	8,67	2070	22,0	—	30,0	—	22,71	5,65	45,0	24,70	5900	
119	Липовское	Д	Р, СШ	8,0	36,8	0,4	41,7	3,2	0,5	9,4	16,54	3950	40,0	10,0	42,0	3,5	2,02	9,31	50,0	31,82	7600	
120	Ретиковское	1Б	Р, СШ	36,0	25,0	0,3	25,9	2,1	0,5	10,2	9,04	2160	39,0	42,0	42,0	12,5	16,66	11,55	56,0	26,88	6420	
121	Павловское	1Б	Р, сш	41,5	19,6	0,4	25,7	2,3	0,3	10,2	9,13	2180	33,5	45,0	37,0	10,0	19,04	8,99	58,0	27,63	6600	
122	Бикинское	1Б	Р	41,0	23,0	0,3	23,8	1,9	0,6	9,4	7,83	1870	39,0	45,0	42,0	10,0	21,92	12,30	53,0	25,96	6200	
123	Ерковецкое ¹⁾	2Б	Р	38,0	12,4	0,3	35,0	2,0	0,5	11,8	11,51	2750	20,0	46,0	25,0	10,5	31,81	4,50	44,0	26,17	6250	

Продолжение таблицы А1

№ п/п	Бассейн, месторождение	Марка	Класс или продукт обогащения	Рабочая масса топлива состав, %							Низшая теплота сгорания		Зольность на сухую массу	Пределы значеня, %		Влага гигроскопическая $W_{гп}$ %	Приведенные значения		Выход летучих	Теплота сгорания по бомбе	
				W_t^r	A^r	S_p^r	S_o^r	C^r	H^r	N^r	O^r	Q_i^r МДж/кг		Q_i^r ккал/кг	A^d %		W_t^r	A^d		W_{np}^r % кг/г	A_{np}^r МДж
124	Ливанское ¹⁾	2Б	Р	39.4	13.9	0.3	31.7	2.5	0.6	11.6	10.97	2620	23.0	45.0	28.0	10.0	15.07	5.30	55.0	27.09	6470
125	Раковское ¹⁾	1Б	Р	43.0	14.8	0.3	28.9	2.3	0.4	10.3	9.96'	2380	26.0	—	30.0	9.5	18.06	6.23	54.0	27.59	6590
126	Свободное ¹⁾	1Б	Р	52.5	7.8	0.1	26.6	2.3	0.3	10.4	8.79	2100	16.5	—	—	11.0	25.00	3.73	60.5	26.96	6440
127	Джебарки-Хая	Д	Р	11.0	13.4	0.2	58.6	4.1	0.5	12.2	22.32	5330	15.0	13.0	17.0	6.0	2.06	2.51	42.0	31.19	7450
128	Сагарское	Д, Г	Р	10.0	16.2	0.4	58.3	4.3	0.8	10.0	23.40	5590	18.0	12.0	20.0	3.7	1.79	2.90	50.0	33.07	7900
129	Чульмаканское	Ж	Р	7.5	23.1	0.3	58.9	4.1	1.0	5.1	23.19	5540	25.0	—	—	1.5	1.35	4.17	38.0	35.17	8400
130	Неронгринское	ЗСС	Р	10.0	19.8	0.2	60.0	3.1	0.6	6.3	22.48	5370	22.0	12.0	28.0	3.5	1.86	3.69	20.0	33.49	8000
131	Неронгринское	К	промпродукт	8.0	25.8	0.3	57.6	3.1	0.5	4.7	21.86	5220	28.0	10.0	32.0	1.0	1.53	4.94	21.0	34.46	8230
132	Харанта	Т	Р	12.0	13.2	0.4	67.5	3.4	1.0	2.5	25.62	6120	15.0	15.0	20.0	1.0	1.96	2.15	14.0	35.80	8550
133	Галимовское	А	Р	10.0	20.7	0.6	63.7	1.6	0.8	2.6	22.48	5370	23.0	13.0	25.0	5.0	1.86	3.85	5.5	33.49	8000
134	Аркагалинское (открытые)	Д	Р, СШ	17.0	17.4	0.3	48.9	3.3	0.7	12.4	18.00	4300	21.0	22.0	23.0	10.5	3.95	4.26	41.0	29.31	7000
135	Аркагалинское (подземные)	Д	Р, СШ	16.0	14.3	0.3	52.3	3.6	0.8	12.7	19.43	4640	17.0	20.0	20.0	9.0	3.45	3.08	40.0	29.73	7100
136	Кангалаское	ЗБ-2Б	Р	30.0	10.5	0.4	42.5	3.0	0.6	13.0	15.32	3660	15.0	33.0	20.0	11.0	8.19	2.86	49.0	28.26	6750
137	Анадырское	ЗБ	Р	22.0	13.3	0.6	47.9	3.7	0.7	11.8	17.92	4280	17.0	25.0	22.0	11.0	5.14	3.10	47.0	29.94	7150
138	Южный Сахалин	ЗБ	Р, СШ	20.0	25.6	0.5	39.4	3.0	1.1	10.4	15.03	3590	32.0	25.0	38.0	10.0	5.57	7.13	48.0	28.89	6900
139	Южный Сахалин	Д	Р, СШ	11.0	24.0	0.3	49.4	3.8	1.1	10.4	19.55	4670	27.0	15.0	30.0	4.0	2.35	5.13	49.0	31.90	7620
140	Южный Сахалин	Г	Р, СШ	10.5	19.7	0.3	56.5	4.2	1.4	7.4	22.23	5310	22.0	12.5	25.0	3.0	1.97	3.71	42.0	33.70	8050
141	Солнцевское ¹⁾	ЗБ	Р	18.0	18.9	0.3	45.3	3.6	0.7	13.2	17.08	4080	23.0	24.0	27.0	8.5	4.40	4.61	48.5	29.26	6990

¹⁾ Месторождение не разрабатывается, характеристики топлив приведены по анализам геологических проб.

²⁾ В том числе Скопинское шахтоуправление с $S_{об}^{daf} = 12\%$.

Таблица А2. Состав, характеристики плавкости и шлакуемости твердых топлив

№ п/п	Бассейн, месторождение	Марка	Класс или продукт обогащения	Температура плавкости золы, °С			Истинно жидкое состояние шлака	Начало нормального жидкого шлакоудаления		Элементный состав золы на бисульфатную массу, %								Температура начала шлакования		Склонность к образованию прочных первичных отложений	
				t_A	t_B	t_C		t_0 °С	$V_A(t_0)$ Пас	$t_{н,ж}$ °С	$V_A(t_{н,ж})$ Пас	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	Na_2O		$t_{нач}$ °С
Россия, Украина																					
1	Донецкий бассейн	Д	Р	1000 940-1260	1200 1080-1400	1280 1160-1450	1430	25	1480	20	52.7	25.7	1.0	14.1	2.0	0.9	2.6	1.0	1020	есть	
2	Донецкий бассейн	Д	отсев	1100 1230	1250 1150-1380	1350 1250-1450	1350	25	1480	20	52.0	24.0	0.8	14.0	2.8	1.6	4.0	0.8	1020	есть	
3	Донецкий бассейн	Д	концентрат	990 960-1050	1100 1050-1200	1200 1120-1350	—	—	—	—	48.0	28.2	0.4	15.0	2.1	1.3	4.0	1.0	1010	есть	
4	Донецкий бассейн	Г	Р	1050 1000-1200	1200 1100-1300	1280 1200-1400	1350	50	1450	20	50.5	24.2	0.6	16.7	2.5	1.4	3.1	1.0	1010	есть	
5	Донецкий бассейн	Г	отсев	1150 1000-1230	1250 1150-1380	1280 1250-1500	1450	30	1460	20	53.1	24.5	0.7	13.3	2.4	1.8	3.4	0.8	1020	есть	
6	Донецкий бассейн	Г	концентрат	1000	1220	1280	—	—	—	—	43.0	24.0	0.5	23.5	3.5	1.7	2.8	1.0	1010	есть	
7	Донецкий бассейн	Г	промпродукт	1200 1100-1400	1340 1150-1450	1380 1200-1480	1480	30	1500	20	52.3	25.5	0.6	12.4	3.2	1.3	3.2	1.5	1020	есть	
8	Донецкий бассейн	Г	шлам	1180	1350	1400	—	—	—	—	50.1	26.3	0.7	13.5	3.6	1.4	3.5	0.9	1020	есть	
9	Донецкий бассейн	Ж	Р	1000	1200	1270	—	—	—	—	53.0	21.7	0.7	16.8	3.2	1.6	2.0	1.0	1000	есть	
10	Донецкий бассейн	ОС	Р	1100	1250	1300	—	—	—	—	48.7	21.5	0.8	19.2	4.0	1.4	3.5	0.9	980	есть	
11	Донецкий бассейн	Ж, ОС	промпродукт	1050	1200	1250	—	—	—	—	49.8	25.3	0.8	16.2	2.5	1.5	3.2	0.7	1000	есть	
12	Донецкий бассейн	Ж, ОС	шлам	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
13	Донецкий бассейн	Т	Р	1120	1200	1250	1400	15	1400	15	49.9	22.3	0.7	17.5	4.0	1.6	2.8	1.2	1000	нет	
14	Донецкий бассейн	А	штыб, СШ	1110	1210	1240	1350	25	1550	20	51.4	22.4	0.7	15.3	3.8	1.6	3.3	1.5	1000	нет	
15	Донецкий бассейн Украина	А	шлам	ИЗО	1240	1260	—	—	—	—	52.0	24.8	0.7	11.6	4.2	1.7	3.5	1.5	1000	нет	
Новые месторождения и участки Донецкого бассейна																					
16	Новомосковское	ЗБ, Д	—	1080	1120	1130	—	—	1260	—	28.0	20.0	0.5	22.0	15.0	3.0	1.5	10.0	950	есть	
17	Новомосковское	Д, Г	—	1060	1120	1135	—	—	1260	—	28.0	20.0	0.5	22.0	15.0	3.0	1.5	10.0	950	есть	
8	Привольнянское	Д	—	1100	1200	1280	—	—	1450	—	50.0	22.0	0.7	18.0	3.0	1.3	3.0	2.0	990	есть	
19	Север-Александровские 1-2	Д, Г	—	1150	1210	1250	—	—	1400	—	41.0	20.5	0.8	19.0	11.0	2.8	1.8	3.1	960	есть	
20	Успеновские 1-4	Д, Г	—	—	—	—	—	—	1170-1470	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
21	Новосветло векое	Г	—	1150	1210	1250	—	—	1350	—	50.0	22.0	0.8	18.0	3.0	1.6	3.1	1.5	990	есть	
22	Светлановский	Г	—	1100	1250	1300	—	—	1500	20	56.0	26.0	0.7	10.0	2.3	2.0	2.0	1.0	1020	есть	
23	Чапаевский рудник	Г	—	1180	1240	1300	—	—	1450	—	46.0	23.0	0.9	17.5	8.0	1.2	2.3	1.1	980	есть	
24	Угледорский Восточный	Т, А	—	1060	1250	1300	—	—	1400	—	49.0	23.0	1.0	18.0	3.0	1.0	1.0	5.0	1000	есть	
25	Ольховатский	А	—	1040	1220	1300	—	—	1500	—	50.0	25.0	0.8	15.2	4.0	1.0	1.0	5.0	1000	нет	
26	Володарский рудник	А	—	1100	1170	1230	—	—	1400	—	50.0	23.5	—	16.0	5.0	2.0	3.5	—	990	нет	
27	Миусский 1-2	А	—	1040	1220	1300	—	—	1500	—	50.0	25.0	0.8	15.2	3.0	1.0	1.0	5.0	1000	нет	

Продолжение таблицы А2

№ п/п	Бассейн, месторождение	Марка	Класс или продукт обогащения	Температура плавкости золы, °С			Истинно жидкое состояние шлака		Начало нормального жидкого шлакоудаления		Элементный состав золы на бессульфатную массу, %							Температура начала шлакования	Склонность к образованию первичных отложений	
				t_A	t_B	t_C	t_0 °С	$V(t_0)$ Пас	$t_{н.ж}$ °С	$V(t_{н.ж})$ Пас	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O			Na_2O
Россия																				
28	Кузнецкий бассейн	Д	Р, СШ	1160	1310	1440	1400	100	1600	20	60.0	20.6	0.9	6.8	4.0	2.7	3.0	2.0	1000	нет
29	Кузнецкий бассейн	Г	Р, МСШ, СШ	1170	1300	1390	1400	25	1500	20	55.9	21.8	0.9	7.9	6.1	2.9	2.4	2.1	990	нет
30	Кузнецкий бассейн	Г	промпродукт	1170	1270	1340	—	—	1520	20	58.7	20.2	0.9	6.3	5.8	2.7	3.8	1.6	1000	нет
31	Кузнецкий бассейн	Г	шлам	1110	1180	1220	1450	9	1450	9	41.6	18.9	1.2	13.9	15.3	5.7	2.2	1.2	960	есть
32	Кузнецкий бассейн	Г	Р, СШ	1190	1370	1440	—	—	1550	0	56.1	23.7	1.1	10.2	4.1	1.9	2.1	0.8	1020	нет
33	Кузнецкий бассейн	2СС	Р, СШ	1190	1370	1460	—	—	1700	20	59.8	22.5	0.9	8.6	2.8	1.7	2.7	1.0	1020	нет
34	Кузнецкий бассейн	Т	Р, СШ	1220	1350	1410	—	—	—	—	56.0	25.7	1.1	7.4	4.8	2.1	2.1	0.8	1020	нет
35	Кузнецкий бассейн	Ж	промпродукт	1150	1300	1380	—	—	—	—	63.8	19.3	1.0	5.0	3.9	2.0	3.2	1.8	1020	нет
36	Кузнецкий бассейн	К	промпродукт	1170	1340	1420	—	—	1580	20	58.4	24.5	0.8	7.4	3.6	2.1	2.0	1.2	1020	нет
37	Кузнецкий бассейн	А	Р	1160	1370	1460	—	—	—	—	63.1	20.7	0.9	6.1	4.3	1.3	2.1	1.5	1020	нет
38	Углеразрезы Кузнецкого б-на	Д	РОК I	1140	1290	1380	—	—	1610	20	58.7	20.3	0.9	6.9	7.8	2.2	1.7	1.5	990	нет
39	Углеразрезы Кузнецкого б-на	Г	РОК I	1180	1370	1440	1560	40	1600	20	58.9	22.2	1.0	7.5	5.1	2.2	2.1	1.0	1000	нет
40	Углеразрезы Кузнецкого б-на	Г	РОК II	1150	1270	1330	1400	6	1400	6	54.0	21.8	0.9	6.7	11.9	2.4	1.5	0.8	980	есть
41	Углеразрезы Кузнецкого б-на	ГСС	РОК I	1190	1340	1410	—	—	1570	20	49.7	24.4	1.0	16.1	5.2	1.4	1.8	0.4	1000	нет
42	Углеразрезы Кузнецкого б-на	ГСС	РОК II	1250	1330	1400	—	—	—	—	44.1	21.7	0.9	7.2	20.3	3.7	1.2	0.9	960	есть
43	Углеразрезы Кузнецкого б-на	2СС	РОК	1230	1410	1460	—	—	—	—	56.0	26.6	1.1	7.2	4.9	1.3	1.8	1.1	1010	нет
44	Углеразрезы Кузнецкого б-на	2СС	РОК II	1210	1300	1370	—	—	—	—	48.8	25.5	1.2	5.7	14.4	2.0	1.6	1.0	970	есть
45	Углеразрезы Кузнецкого б-на	Т	РОК I	1230	1410	>1500	—	—	1600	20	57.2	27.3	1.0	5.9	4.8	1.7	1.8	0.4	1020	нет
46	Углеразрезы Кузнецкого б-на	Т	РОК II	1170	1310	1370	—	—	—	—	55.2	23.5	0.8	4.6	12.0	1.6	1.9	0.4	990	есть
47	Таллинский разрез Казахстан	Г	РОК II	1160	1350	1410	—	—	—	—	56.7	22.9	1.2	5.2	9.7	2.2	1.7	0.4	990	нет
48	Карагандинский бассейн	К	Р, отсев	1300	1480	>1500	1700	9	1700	9	60.1	27.6	0.7	4.8	3.1	1.4	1.4	0.9	1070	нет
49	Карагандинский бассейн	К	концентрат	1180	1400	1430	1410	35	1500	20	51.5	30.0	0.9	7.5	7.2	1.0	1.1	0.8	1010	нет
50	Карагандинский бассейн	К	промпродукт	1230	1490	>1500	—	—	—	—	59.1	27.0	0.7	5.5	4.0	0.9	2.0	0.8	1040	нет
51	Карагандинский бассейн	К	шлам	1300	1480	>1500	—	—	—	—	59.1	26.0	1.0	6.0	3.5	1.0	2.0	1.4	1040	нет
52	Куучекское	2К	Р	1270	>1500	>1500	—	—	—	—	63.8	24.8	0.7	5.9	1.4	0.8	0.6	2.0	1090	нет
53	Борлинское	2К	Р	1270	>1500	>1500	—	—	—	—	65.9	30.0	1.2	1.4	0.5	0.5	0.3	0.2	1250	нет
54	Экибастульский бассейн	СС	Р	1270	>1500	>1500	—	—	1650	20	62.7	28.3	1.1	5.1	1.1	0.8	0.6	0.3	1180	есть
55	1-я гр. зольности	СС	Р	1180	>1500	>1500	—	—	1580	20	59.4	29.8	1.3	6.1	1.7	0.7	0.7	0.3	1180	есть
56	Тургайский бассейн	2Б	Р	1180	1280	1360	1590	15	1590	15	57.8	23.6	1.6	5.3	5.9	2.2	0.6	3.0	1000	есть
57	Приозерное	2Б	Р	1200	1290	1370	1480	10	1480	10	52.9	26.0	2.7	5.4	7.0	2.9	0.5	2.6	990	есть
58	Орловское	2Б	Р	1200	1320	1380	1560	20	1560	20	57.1	24.1	0.8	10.0	2.2	2.1	2.6	1.1	1020	есть
59	Майкобинский бассейн	3Б	Р	1200	1400	1490	—	—	1580	20	57.9	25.3	1.0	5.4	4.0	2.3	2.2	1.9	1020	нет
60	Шоптыкольское Сарыкольское ¹⁾	3Б	—	1120	1380	1480	—	—	1620	20	59.3	22.7	1.1	6.0	3.3	3.1	3.3	1.2	1010	нет

Продолжение таблицы А2

№ п/п	Бассейн, месторождение	Марка	Класс или продукт обогащения	Температура плавкости золы, °С			Истинно жидкое состояние шлака	Начало нормального жидкого шлакоудаления		Элементный состав золы на бесульфатную массу, %							Температура начала шлакования	Склонность к образованию прочных первичных отложений
				t_A	t_B	t_C		t_0 , °С	$V_A(t_0)$, Пас	$t_{н.ж}$, °С	$V_A(t_{н.ж})$, Пас	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	CaO		
Россия																		
61	Подмосковный б-н в целом ²⁾	2Б	Р, ОМСШ	1350 1000-1600	1500 1100-1600	1500 1150-1600	1700 20	1700 20	48.2	35.6	0.8	9.6	4.1	0.7	0.3	0.3	1090	есть
62	в т.ч., высокозольный уголь	2Б	Р, ОМСШ	1350 1050-1500	1500 1100-1500	>1500	1750 10	1750 10	47.5	38.5	0.5	8.5	3.5	0.5	0.7	0.3	1090	есть
63	Печорский бассейн	Д	Р, отсев	1050	1220	1300	1350 90	1450 20	54.6	18.6	0.8	14.1	6.9	2.3	1.3	1.4	980	есть
64	Воркутинское	Ж	Р, отсев	1050	1240	1360	—	—	62.6	19.4	1.0	8.6	3.0	2.3	2.1	1.0	1020	есть
Украина																		
65	Днепропетровский бассейн	1Б	Р	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Львовско-Вольнский бассейн																		
66	Вольнское	Г	Р, отсев	1100	1200	1230	1350 5	1350 —	41.7	23.0	0.5	22.0	9.0	1.5	0.5	0.5	980	есть
67	Межреченское	ГЖ	Р	1130	1200	1230	1270 15	1270 15	44.0	23.0	0.9	19.0	8.0	2.0	2.5	0.6	980	есть
Россия																		
68	Кизеловский бассейн	Ж	Р	1160	1330	1380	—	—	54.9	22.4	0.9	14.8	3.7	1.3	1.4	0.6	1040	есть
69	Кизеловский бассейн	Г	Р, МСШ, промпродукт	1280	1400	1460	—	—	49.0	28.8	1.6	16.7	0.6	1.0	2.1	0.2	1100	есть
70	Кизеловский бассейн	Г	промпродукт, шлам	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
71	Челябинский бассейн	3Б	Р, отсев	1180	1370	1450	—	1580 20	56.0	25.0	0.9	8.6	3.0	2.8	2.5	1.2	990	есть
72	Волчанское и Богословское	3Б	Р	1180	1430	1500	1680 10	1680 10	46.0	33.9	1.3	8.4	6.4	3.0	0.7	0.3	1000	нет
73	Бабаевское	1Б	Р	1160	1270	1340	1540 20	1540 20	54.1	24.0	2.1	2.6	13.9	2.0	0.7	0.6	990	есть
74	Тульганское	1Б	Р	1180	1330	1410	—	—	55.9	23.9	1.2	5.3	6.9	5.1	1.2	0.5	990	нет
Грузия																		
75	Ткибульское	Д	МСШ	1460	1470	1480	1650 4	1650 4	53.4	34.3	1.1	4.8	2.1	0.6	3.7	0.6	1070	нет
76	Ткибульское	Г	Р, шлам, промпродукт	1450	1470	1480	—	—	52.5	31.5	1.4	8.0	5.0	0.8	0.2	0.6	1040	нет
77	Ткварчельское	ж	промпродукт	1450	>1500	>1500	—	—	56.0	31.0	1.2	5.0	4.1	0.5	0.8	1.4	1070	нет
Узбекистан																		
78	Ангренское	2Б	ОМСШ	1160	1300	1320	1350 3	1350 3	32.5	21.5	—	14.9	24.3	3.6	3.2	0.6	950	есть
79	Шаргунское	СС	СШ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Киргизия																		
80	Кок-Янгак	Д	СШ	1100	1440	1460	1500 60	1570 20	57.8	22.4	0.9	11.3	5.2	0.9	1.5	0.6	1010	есть
81	Таш-Кумур	Д	СШ	1275	1335	1360	1500 60	1570 20	62.1	24.8	0.9	7.2	1.9	1.4	1.7	0.6	1080	нет
82	Сулюктаи некое	3Б	СШ	1120	1230	1250	1300 2	1300 2	41.0	19.2	1.2	14.7	16.5	3.7	3.7	0.6	950	есть
83	Кызыл-Кия	3Б	СШ	1100	1250	1260	1350 10	1350 10	30.7	20.5	0.4	20.7	20.2	4.2	2.5	0.8	960	есть
84	Кара-Киче ¹⁾	3Б	—	1150	1300	1315	—	—	35.7	20.7	0.6	18.0	18.3	5.4	0.7	0.6	950	есть

Продолжение таблицы А2

№ п/п	Бассейн, месторождение	Марка	Класс или продукт обогащения	Температура плавкости золы, °С			Истинно жидкое состояние шлака		Начало нормального жидкого шлакоудаления		Элементный состав золы на бессульфатную массу, %								Температура начала шлакования	Склонность к образованию прочных первичных отложений
				t_A	t_B	t_C	t_0 , °С	$V_A(t_0)$, Пас	$t_{н.ж}$, °С	$V_A(t_{н.ж})$, Пас	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	Na_2O		
Таджикистан																				
85	Шураб 1/2 ¹⁾	3Б	Р	1150	1230	1290	1300	10	1480	20	56.5	19.0	0.9	9.5	7.5	3.6	2.1	0.9	980	есть
86	Шураб 8 Россия	3Б	СШ	1130	1180	1260	1350	10	1350	10	55.5	11.7	1.0	11.8	13.2	4.4	1.3	1.1	960	есть
Капско-Ачинский бассейн																				
87	Ирша-Бородинское	2Б	Р	1180	1210	1230	1300	8	1300	8	46.8	12.9	0.6	7.9	25.8	5.0	0.5	0.5	950	есть
88	Назаровское	2Б	Р	1200	1220	1240	1300	3	1300	3	30.5	10.0	0.6	19.0	35.0	4.0	0.5	0.4	950	есть
89	Березовское	2Б	Р	1270	1290	1310	1400	2	1400	2	30.0	11.0	—	9.0	42.0	6.0	1.2	0.8	950	есть
90	Боготольское ¹⁾	1Б	—	1150	1170	1190	1300	4.5	1300	4.5	37.0	13.0	—	15.0	28.0	5.0	1.0	1.0	950	есть
91	Абаканское ¹⁾	2Б	—	1140	1160	1180	1300	9	1300	9	46.0	11.5	—	13.0	25.0	3.0	1.0	0.5	950	есть
92	Барандатское ¹⁾	2Б	—	1300	1320	1340	1400	1.5	1400	1.5	27.0	11.0	—	9.0	42.7	9.0	0.6	0.7	950	есть
93	Итатское ¹⁾	1Б	—	1200	1220	1240	1340	3.5	1340	2	35.3	13.0	—	14.0	33.0	3.5	0.6	0.6	950	есть
94	Большесырское ¹⁾	3Б	—	1120	1180	1200	1300	6	1300	6	46.1	15.1	1.0	9.1	24.1	3.1	0.9	0.6	950	есть
95	Черногорское	Д	Р, МСШ, СШ	1180-1220	1210-1350	1420-1500	1450	10	1450	10	47.0	28.1	1.5	12.0	6.0	3.0	2.0	—	980	нет
96	Черемховское и Забитуйское	Д	Р, МСШ	1170	1320	1430	—	—	1600	20	62.5	22.8	0.5	5.7	4.3	2.8	1.2	0.2	1020	нет
97	Азейское	3Б	Р	1200	1340	1420	—	—	1550	20	52.6	28.7	0.4	7.3	8.0	2.2	0.6	0.2	1000	нет
98	Мугунское ¹⁾	3Б	—	1350	1480	>1500	—	—	1600	20	50.6	34.5	1.0	4.1	7.2	1.7	0.8	0.1	1030	есть
99	Казахское	Г	Р	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
100	Гусинозерское (Холбольдж)	3Б	Р	1150	1260	1330	1420	35	1460	20	51.1	23.5	1.3	12.2	5.7	2.8	2.0	1.2	980	нет
101	Никольское ¹⁾	Д, ДГ	Р	1240	1370	1440	1350	40	1550	20	59.2	22.7	1.3	7.7	3.8	2.5	1.9	0.9	1010	нет
102	Олонь-Шибирское	Д, ДГ	Р	1210	1350	1430	1520	30	1550	20	59.2	23.5	1.1	7.7	4.2	1.5	2.0	0.8	1020	нет
103	Букачинское	Г	Р	1170	1300	1330	1200	30	1450	20	52.0	26.0	—	12.0	7.0	1.0	1.0	1.0	1000	нет
104	Татаровское	2Б	Р	1140	1160	1180	—	—	—	—	52.0	18.0	0.8	11.0	14.3	1.7	1.5	0.7	960	есть
105	Харанорское	1Б	Р	1170	1270	1360	1450	15	1450	15	58.0	23.3	0.7	5.5	7.4	2.7	1.6	0.8	990	нет
106	Тарбагатайское	3Б	Р	1100	1300	1350	—	—	—	—	66.0	21.0	0.6	8.6	2.4	0.2	1.0	0.2	1100	есть
107	Арбагарское	3Б	Р	1120	1300	1330	1420	35	1480	20	55.9	20.1	0.6	9.6	9.1	1.7	2.6	0.4	980	есть
108	Ургуйское ¹⁾	3Б	Р	1140	1330	1400	—	—	1560	20	58.0	23.4	1.1	5.4	8.5	1.5	1.7	0.4	1000	нет
109	Артемовское	3Б	Р, СШ	1290	>1500	>1500	—	—	1600	20	60.6	25.8	1.0	4.5	1.7	1.7	3.4	1.3	1040	нет
110	Партизанский бассейн	Г	Р, СШ	1220	>1500	>1500	1350	10	1630	20	63.5	23.0	0.8	4.0	4.7	1.5	2.0	0.5	1050	нет
111	Партизанский бассейн	Ж	Р	1150	1400	1470	—	—	1580	20	62.0	22.0	0.6	6.5	4.5	1.5	2.4	0.5	1030	нет
112	Партизанский бассейн	Т	Р	1160	1310	1370	—	—	—	—	59.6	23.5	0.9	5.8	3.3	1.3	4.6	1.0	1020	нет
113	Партизанский бассейн	Ж, Т	концентрат	1150	1400	1420	—	—	—	—	62.2	23.4	0.9	5.4	3.8	0.5	3.1	0.7	1040	нет
114	Партизанский бассейн	Ж, Т	промпродукт	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
115	Партизанский бассейн	Т	концентрат	1110	1260	1320	—	—	—	—	58.0	21.2	1.0	8.3	5.6	1.5	3.4	1.0	1000	нет
116	Ургальское	Г	Р	1200	1500	>1500	1580	40	1640	20	64.4	25.1	1.2	4.0	1.5	1.0	1.6	1.2	1100	нет
117	Райчинское	2Б	Р, МСШ	1150	1240	1340	1300	40	1400	20	55.6	25.5	0.8	7.8	7.1	1.4	1.2	0.6	1010	нет
118	Райчинское	2Б	Р, окислен	1270	1430	1500	—	—	—	—	50.1	32.1	0.8	5.6	9.1	1.4	0.6	0.3	1010	есть
119	Липовецкое	Д	Р, СШ	1450	>1500	>1500	—	—	—	—	65.9	29.6	1.0	0.8	0.5	0.9	0.8	0.5	1240	нет

Продолжение таблицы А2

№ п/п	Бассейн, месторождение	Марка	Класс или продукт обогащения	Температура плавкости золы, °С			Истинно жидкое состояние шлака		Начало нормального жидкого шлакоудаления		Элементный состав золы на бусульфатную массу, %								Температура начала шлакования	Склонность к образованию прочных первичных отложений	
				t_A	t_B	t_C	t_0 , °С	$V_A(t_0)$, Пас	$t_{н.ж}$, °С	$V_A(t_{н.ж})$, Пас	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	Na_2O			
120	Ретиховское	1Б	Р, СШ	1170	1420	1500	—	—	—	63.8	22.9	0.6	4.1	3.6	1.6	2.0	1.4	1040	нет		
121	Павловское	1Б	Р, СШ	1180	1450	>1500	—	—	1610	20	—	59.0	27.0	1.0	4.9	1.5	1.4	1050	нет		
122	Бикинское	1Б	Р	1240	1450	>1500	—	—	—	—	58.1	26.8	0.7	5.3	3.6	2.3	1.7	1060	нет		
123	Ерковское ¹⁾	2Б	Р	1140	1230	1310	—	—	1410	20	—	49.1	24.9	0.6	12.1	9.9	1.5	1.3	980	есть	
124	Ливанское ¹⁾	2Б	Р	1150	1300	1360	1560	10	1560	10	—	51.0	26.1	1.0	6.1	7.8	3.6	2.9	1.5	980	нет
125	Раковское ¹⁾	1Б	Р	1220	1310	1390	—	—	—	—	56.9	23.5	0.5	6.1	9.8	1.4	1.3	0.5	990	есть	
126	Свободное ¹⁾	1Б	Р	1140	1220	1260	1350	30	1410	20	—	52.0	21.2	1.0	11.8	10.2	2.1	1.0	0.7	980	нет
127	Джебрыки-Хая	Д	Р	1300	1190	1220	1310	8	1310	8	—	43.6	20.3	0.8	9.8	21.5	3.0	0.7	0.3	950	есть
128	Сангарское	Д, Г	Р	1130	1170	1200	1390	7	1390	7	—	44.8	12.4	0.9	10.1	25.7	3.8	1.2	1.1	950	есть
129	Чульмаканское	Ж	Р	1110	1210	1310	—	—	—	—	56.0	25.0	0.5	8.0	4.0	1.5	4.5	0.5	1010	нет	
130	Нерюнринское	3СС	Р	1240	1340	1400	1600	15	1600	15	—	53.8	27.7	1.3	8.1	5.0	2.5	0.8	0.8	1010	нет
131	Нерюнринское	К	промпродукт	1250	1320	1430	—	—	—	—	53.9	26.9	0.8	7.5	6.5	2.6	1.8	1010	нет		
132	Харанга	Т	Р	1150	1220	1260	—	—	—	—	51.8	15.5	0.9	18.0	8.7	3.0	1.0	1.1	970	нет	
133	Галимовское	А	Р	1200	>1500	>1500	—	—	—	—	53.0	33.0	—	7.4	1.5	1.5	2.0	1.6	1050	нет	
134	Аркагалинское (открытые)	Д	Р	1120	1220	1360	1400	30	1650	20	—	59.3	19.2	0.4	7.2	5.4	2.5	0.7	5.3	990	нет
135	Аркагалинское (подземные)	Д	Р, СШ	1060	1180	1260	—	—	1500	20	—	56.0	23.0	0.3	12.6	5.6	1.1	1.8	0.6	1000	нет
136	Катага секое	3Б-2Б	Р	1190	1220	1290	1450	15	1450	15	—	54.9	17.7	1.3	4.7	16.3	2.9	0.3	1.9	970	есть
137	Анадырское	3Б	Р	1250	1460	>1500	—	—	—	—	53.7	30.3	1.8	4.9	5.1	1.3	0.7	2.2	1030	нет	
138	Южный Сахалин	3Б	Р, СШ	1180	1340	1420	—	—	—	—	57.0	26.0	1.0	6.0	5.0	2.0	1.5	1.5	1020	нет	
139	Южный Сахалин	Д	Р, СШ	1140	1300	1360	—	—	—	—	57.9	25.0	1.0	4.6	5.8	2.5	2.2	1.0	1010	нет	
140	Южный Сахалин	Г	Р, СШ	1160	1280	1350	—	—	—	—	52.8	26.8	0.8	8.5	6.4	2.2	1.6	0.9	1000	нет	
141	Солнцевское ¹⁾	3Б	Р	1240	1440	>1500	—	—	—	—	52.5	31.8	1.3	7.2	4.2	1.7	0.8	0.5	1040	нет	

¹⁾ Месторождение не разрабатывается, характеристики топлив приведены по анализам геологических проб.

²⁾ В том числе Скопинское шахтоуправление с $S_{об}^{def} = 12\%$.

Таблица А3. Расчетные характеристики жидких топлив

№ п/п	Марка топлива	Класс	Рабочая масса топлива, состав, %							Испытная теплота сгорания				Пределыные значения, %		
			W_f^*	A^*	$S_f^*+S_c^*$	C^*	H^*	N^*	O^*	средняя		минимальная		W_f^*	A^*	S^*
			МДж/кг		ккал/кг		МДж/кг		ккал/кг		ккал/кг					
1	Мазут 40 и 100	Низкосернистый	0.15	0.03	0.39	87.33	11.90	0.20 ¹⁾	41.68	9955	40.82	9749	1.0	0.14	0.5	
2	Мазут 40 и 100	Малосернистый	0.20	0.03	0.85	86.58	12.04	0.30 ¹⁾	40.53	9680	39.21	9365	1.0	0.14	1.0	
3	Мазут 40 и 100	Средний	0.49	0.05	1.80	85.71	11.45	0.50 ¹⁾	39.57	9451	38.29	9145	1.0	0.14	2.0	
4	Мазут 40 и 100	Высокосернистый	1.00	0.06	2.55	85.04	10.64	0.70	39.06	9329	37.57	8973	1.0	0.14	3.5	

¹⁾ Для расчетов принимать как ккал/кг

Таблица А4. Расчетные характеристики газообразных топлив

№ п/п	Газопровод	Состав газа по объему, %													Низшая теплота сгорания		Плотность при 0°С и 101,3 кПа Р кг/м ³
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ ¹⁾	CO	CO ₂	N ₂	O ₂	H ₂ S	H ₂	Q _d ^d МДж/м ³	Q _d ^d ккал/м ³		
Природные газы																	
1	Уренгой-Надым-Пунга-Ухта	98,72	0,12	0,01	<0,01	—	—	0,14	1,00	—	—	—	—	35,50	8479	0,724	
2	Уренгой-Надым-Пунга-Ухта	98,90	0,12	0,01	0,01	—	—	<0,06	0,90	—	—	—	—	35,59	8500	0,724	
3	Уренгой-Новопсков	98,90	0,13	0,01	<0,01	—	—	0,08	0,87	—	—	—	—	35,59	8500	0,723	
4	Уренгой-Сургут-Челябинск	98,24	0,29	0,20	0,09	0,04	—	0,14	1,00	—	—	—	—	35,80	8550	0,729	
5	Надым-Пунга-Н.Тура-Свердловск-Челябинск	98,67	0,16	0,08	0,01	—	—	0,08	1,00	—	—	—	—	35,59	8500	0,725	
6	Н. Новгород-И. ваноно-Ч ереповец	98,99	0,25	0,04	0,02	—	—	0,10	0,60	—	—	—	—	35,75	8539	0,725	
7	Бухара-Урал	94,24	3,00	0,89	0,39	0,17	0,13	0,28	0,90	—	—	—	—	37,56	8971	0,771	
8	Средняя Азия-Центр	94,08	2,80	0,73	0,30	0,07	0,02	1,00	1,00	—	—	—	—	36,76	8780	0,771	
9	Саратов-Москва	90,29	2,80	1,10	0,75	0,34	0,20	0,32	4,20	—	—	—	—	37,01	8840	0,807	
10	Мострангаз (кольцо)	96,57	1,40	0,40	0,18	0,07	0,03	0,15	1,20	—	—	—	—	36,30	8670	0,747	
11	Оренбург-Александров Гай	86,43	3,90	1,72	0,87	0,30	0,07	0,01	6,70	—	—	—	—	36,80	8790	0,828	
Попутные газы																	
12	Каменный Лог-Пермь	38,70	22,60	10,70	2,70	0,70 ²⁾	—	—	23,80	—	0,80	—	—	42,37	10120	1,196	
13	Ярино-Пермь	38,00	25,10	12,50	3,30	1,30 ²⁾	—	—	18,70	—	1,10	—	—	46,89	11199	1,196	
14	Кулеповка-Самара	58,00	17,20	7,40	2,00	0,50 ²⁾	—	0,80	13,60	—	0,50	—	—	41,74	9969	1,052	
15	Безенчук-Чалаевск	42,70	19,60	12,60	5,10	1,30 ²⁾	—	1,00	16,90	—	0,80	—	—	46,98	11220	1,196	
16	Барса-Гельмес-Вышка-Небиг-Даг	93,90	3,40	1,30	0,70	0,20 ²⁾	—	0,40	0,10	—	—	—	—	38,10	9100	0,778	
17	На входе в г.Краснодар, Крымск, Новороссийск	91,20	3,90	2,00	0,90	0,20 ²⁾	—	1,80	—	—	—	—	—	38,27	9140	0,810	
18	Вознесенская-Грозный, Карабулак-Грозный	76,70	13,20	5,40	2,50	2,20 ²⁾	—	—	—	—	—	—	—	47,02	11230	0,971	
19	Тэбук-Сосновка	48,20	18,20	11,90	3,30	1,00 ²⁾	—	0,90	16,50	—	—	—	—	45,13	10779	1,164	
20	Туймазы-Уфа	50,00	22,00	9,80	1,20	0,40 ²⁾	—	—	16,60	—	—	—	—	43,04	10280	1,095	
21	Шкапово-Туймазы	44,10	22,00	5,20	1,40	0,30 ²⁾	—	—	27,00	—	—	—	—	36,63	8749	1,095	
22	Казань-Бутульма-Лениногорск-Альметьевск	53,60	22,80	6,10	0,90	0,20 ²⁾	—	0,20	15,80	—	—	—	—	40,61	9700	1,046	
Промышленные газы																	
23	Газ доменных печей	0,30	—	—	—	—	—	28,00	10,50	58,50	—	—	—	3,94	941	1,293	
24	Газ коксовых печей	25,00	2,00 ²⁾	—	—	—	—	7,00	3,00	4,00	1,00	—	—	18,00	4300	0,468	

¹⁾ сумма высших гомологов (гексан C₆H₁₄ др.)

²⁾ ... и более тяжелые углеводороды

Приложение Б
РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАМЕРНЫХ ТОПОК КОТЛОВ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ≥ 45 кг/с

Таблица Б1. Расчетные характеристики камерных топок газомазутных котлов

№ п/п	Топливо	Тепловое напряжение сечения топочной камеры q_F , кВт/м ²	Тепловое напряжение топочной камеры $q_{F,sp}$, кВт/м ²	Тепловое напряжение сечения топочной камеры одного яруса горелок $q_{F,sp}$, кВт/м ²	Суммарный недожог $q_3 + q_4$, % при нагрузках котла в процентах от номинальной	
					D=100	70 ≤ D < 100
1	Мазут	4000	2000	0.10–0.15 (0.15–0.20) ¹⁾	0.15–0.20 (0.20–0.25) ¹⁾	D < 70 0.30–0.40 (0.40–0.50) ¹⁾
2	Природный газ	4000	2000	0.05–0.07	0.05–0.10	0.10–0.15

1) Значения в скобках – для топок, не оборудованных газоплотными цельносварными экранами.

SUMMARY

The book contains a method of forming the initial data as the basis for the thermal calculation, design and modeling of steam boiler, as well as regulatory references and recommendations for assembling the furnace chamber and heating surfaces of the boiler.

The book may be useful for university students, specialty No. 140502 "Engineering of boilers and reactors", Bachelor in "Power Engineering" (No. 141100), Master in "Thermal and Heat" (No. 140100) while studying professional disciplines, performing the course work and writing degree thesis. The presented theoretical principles and recommendations can be used in lecture course preparation as well as in special courses in related fields. The given system of thermal calculation and recommendations for designing the boilers are of interdisciplinary nature and are of practical importance for specialists in power engineering and heating.

Издательство "СТТ" является лидером научного книгоиздания в Сибирском регионе, имеет собственное представительство в США, что позволяет выпускать литературу с американскими выходными данными, оформленными по международным стандартам. Издательство консультирует по вопросам защиты авторских прав, организации выпуска научной периодики и распространению научных книг и журналов в России и за рубежом.

Лучшие книги, выпущенные Издательством "СТТ", находятся в крупнейших библиотеках мира – National Library of Medicine (USA), The British Library (UK), Library of Congress (USA) и в The US Patent Bureau (USA), что обеспечивает их размещение в мировых базах данных.



Россия, 634028, г. Томск, проспект Ленина 15Б-1
Тел./факс: (3822) 421-455, 421-477
E-mail: stt@sttonline.com

МИР ЖДЕТ ВАШИ КНИГИ!

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Андрей Владимирович Гиль

**ФОРМИРОВАНИЕ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРОВЫХ
КОТЛОВ**

учебное пособие

Дизайн – В.А. Сергеев
Верстка – О.Ю. Гавриленко
Редактура – С.В. Алексеев
Менеджер проекта – Т.В. Тихонова

Издательство «STT»
(Scientific & Technical Translations)

Россия, 634028, г. Томск, проспект Ленина, 15^Б-1
Тел./факс: (3822) 421-455, 421-477
E-mail: stt@sttonline.com

Scientific & Technical Translations



ИЗДАТЕЛЬСТВО

Формат 84x108/32. Усл. п. л. 3,99. Уч.-изд. л. 3,8.
Бумага Select. Гарнитура Newton7С. Печать цифровая.
Тираж 300 экз. Заказ № 480.