

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ВЫСШЕЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ
"ДОНЕЦКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"

А.Б. Бирюков, И.П. Дробышевская, Ю.Е. Рубан

**СЖИГАНИЕ И ТЕРМИЧЕСКАЯ
ПЕРЕРАБОТКА ОРГАНИЧЕСКИХ
ТОПЛИВ. ТВЕРДОЕ ТОПЛИВО**

Учебное пособие

Донецк
Издательство «Ноулидж»
Донецкое отделение
2014

УДК 621.78.064:622 6/8

ББК 31.3

Б 64

*Рекомендовано к печати Ученым советом
Донецкого национального технического университета
(протокол № 6 от 20.06.2014 г.)*

Рецензенты:

Курбатов Ю.Л., кандидат технических наук, доцент, профессор кафедры «Техническая теплофизика» ДонНТУ.

Басок Б.И., доктор технических наук, член-корреспондент НАНУ, зам. директора по науке ИТТФ НАНУ.

Бирюков А.Б.

Б 64 Бирюков А.Б. Сжигание и термическая переработка органических топлив. Твердое топливо: учебное пособие / А.Б. Бирюков, И.П. Дробышевская, Ю.Е. Рубан. – Донецк: ГВУЗ «ДонНТУ», 2014. – 232с.

ISBN

Учебное пособие «Сжигание и термическая переработка органических топлив» посвящено вопросам сжигания и термической переработки твердого органического топлива. В книге рассмотрены теоретические и практические вопросы, связанные с использованием твердого топлива. Представлены способы сжигания, принцип действия и конструкции пылеугольных горелок, а также изложены вопросы защиты окружающей среды при сжигании твердого топлива. Особое внимание уделено газификации и инновационным способам использования твердых топлив.

Данная книга представляет собой учебное пособие для студентов специальностей «Промышленная теплотехника» и «Теплоэнергетика», а также может быть полезна специалистам, работающим в области энергетики и металлургии.

Навчальний посібник «Спалювання і термічна переробка органічних палив» присвячено питанням спалювання і термічної переробки твердого органічного палива. У книзі розглянуті теоретичні і практичні питання, зв'язані з використанням твердого палива. Представлені способи спалювання, принцип дії і конструкції пилоугольних пальників, а також викладені питання захисту довкілля при спалюванні твердого палива. Особлива увага приділена газифікації та інноваційним способам використання твердих палив.

Дана книга є навчальним посібником для студентів спеціальностей «Промислова теплотехніка» і «Теплоенергетика», а також може бути корисна фахівцям, що працюють в області енергетики та металургії.

ISBN

© Бирюков А.Б., Дробышевская И.П., Рубан Ю.Е., 2014

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ.....	5
1	ПОНЯТИЕ О ТОПЛИВЕ. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГОРЕНИИ.....	7
2	СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОПЛИВА.....	12
	2.1 Элементный химический состав и теплота сгорания топлива.....	12
	2.2 Характеристики твердого топлива.....	16
3	ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО.....	28
	3.1 Подготовка твёрдого топлива к сжиганию.....	31
	3.2 Физические свойства твердого топлива.....	34
	3.3 Обогащение топлива.....	41
	3.4 Сушка твердого топлива и основные типы углеразмольных мельниц.....	44
	3.5 Системы пылеприготовления.....	51
	3.5.1 Системы пылеприготовления электростанций...	51
	3.5.2 вдувание угольной пыли в доменном производстве.....	58
	3.6 Брикетирование.....	62
4	ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕОРИИ ГОРЕНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА.....	66
5	СПОСОБЫ СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА.....	79
	5.1 Сжигание топлива в слое.....	79
	5.2 Сжигание топлива в объеме.....	90
6	ГОРЕЛКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА.....	100
	6.1 Вихревые горелки.....	100
	6.2 Прямоточные горелки.....	107
	6.3 Современные установки для сжигания пылеугольного топлива.....	115
7	Использование водоугольного топлива в теплотехнологических установках.....	120
8	ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЕ.....	129
	8.1 Системы шлакозолоудаления.....	129
	8.2 Способы очистки дымовых газов от твердых частиц..	137
9	МЕТОДИКА РАСЧЕТА ГОРЕНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА.....	145

10	СУХАЯ ПЕРЕГОНКА ТВЕРДЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА...	151
10.1	Понятие основных видов сухой перегонки твердого топлива.....	151
10.2	Технология коксования.....	152
10.2.1	Подготовка углей к коксованию.....	153
10.2.2	Конструкция коксовой печи.....	157
10.2.3	Особенности реализации отдельных операций производства кокса.....	161
11	ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ.....	173
11.1	Общие сведения о свойствах, применении и физико-химических процессах производства генераторных газов.....	173
11.2	Существующие методы газификации угля, технические характеристики газогенераторов.....	181
12	РАСЧЕТЫ ПРОЦЕССОВ ГАЗИФИКАЦИИ.....	194
13	ЗАЩИТА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА ОТ ВРЕДНЫХ ПРИМЕСЕЙ ПРИ СЖИГАНИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА.....	209
13.1	Содержание вредных примесей в продуктах сгорания и защита от них.....	209
13.2	Рассеивание вредных веществ в атмосферу.....	222
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	224
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Удельные энтальпии газов.....	226
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. $i-t$ – диаграмма продуктов сгорания.....	228
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Нормы качества кокса из углей донецкого бассейна.....	229
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Средние теплоемкости кокса.....	230
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Логарифмы констант равновесия реакций.....	231

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях одним из основных условий сохранения предприятиями позиций на внутреннем и международном рынках является постоянный поиск и реализация путей снижения себестоимости продукции. Для промышленных предприятий одно из основных направлений этой работы заключается в сокращении удельного расхода топливно-энергетических ресурсов. Особенно остро эти задачи стоят для украинской экономики, в рамках которой удельный расход топливно-энергетических ресурсов в 2-4 раза превышает аналогичные величины из практики ведущих иностранных предприятий.

Возможные варианты сокращения расхода топливных ресурсов заключаются в оптимизации технологических процессов, совершенствовании топливосжигающих устройств, переходе на использование более доступных и дешевых видов топлива при сохранении качества продукции. Таким образом, для современного специалиста в области промышленной теплотехники и теплоэнергетики один из важнейших блоков знаний и умений связан со сжиганием и термической переработкой различных видов топлив.

Данная книга посвящена сжиганию и термической переработке твердого топлива. В ней достаточно комплексно рассмотрены теоретические и практические вопросы, связанные с использованием твердого топлива, а именно: классификация, характеристики и свойства различных видов твердого топлива; способы организации топливных хозяйств и подготовки топлива к использованию; механизм горения твердого топлива; подходы к расчету горения твердого топлива; способы сжигания, принцип действия и конструкции пылеугольных горелок; основы сухой перегонки и газификации твердых топлив; подходы к расчету параметров процессов газификации и получаемого генераторного

газа, способы шлакозолоудаления и вопросы защиты окружающей среды при сжигании твердого топлива.

При подготовке данного учебного пособия авторы представили информацию не только о традиционных способах использования твердых топлив, но и постарались осветить современные тенденции, например использование циркулирующего кипящего слоя, плазменно-топливных систем и т.д. Особенное внимание сосредоточено на газификации твердых топлив, как технологии, способной существенно снизить зависимость Украины от импортных энергоносителей при сохранении преимуществ использования газообразных топлив.

Авторы будут признательны за все замечания и предложения по улучшению книги, которые просят направлять на кафедру «Техническая теплофизика» Донецкого национального технического университета или на e-mail: arinafizmet@yandex.ru.

1 ПОНЯТИЕ О ТОПЛИВЕ. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГОРЕНИИ

Топливом называется горючее вещество, выделяющее при сжигании значительное количество теплоты, которая используется в технологических процессах и для отопления, либо преобразуется в другие виды энергии. При этом оно должно удовлетворять следующим требованиям:

- достаточность и доступность этого вещества в природе или сырья для его получения;
- возможность сжигания его с достаточной степенью использования получаемого тепла;
- продукты сгорания должны быть газообразными, что создает условия гибкого управления процессом и использования тепла, полученного при сгорании топлива за пределами топки;
- легкость удаления продуктов сгорания из зоны сжигания;
- практическая безвредность продуктов сгорания для обслуживающего персонала, аппаратуры и окружающей среды;
- низкая стоимость и транспортабельность.

Этим требованиям удовлетворяют лишь два химических элемента: углерод (С) и водород (Н), а также их химические соединения, которые, как правило, имеют органическое происхождение и являются основой любого топлива.

Все виды органического топлива по агрегатному состоянию можно разделить на *твердые, жидкие и газообразные*, а по происхождению – на *естественные* (природные) и *искусственные*. Топливо, которое используется в том виде, в котором оно находится в природе, называется *естественным* (природным). Продукты переработки природного топлива называются *искусственным топливом*. Общая характеристика топлив представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Общая классификация топлив

Агрегатное состояние	Происхождение	
	Естественное	Искусственное
Твердое	Дрова, торф, сланцы, бурый уголь, каменный уголь, антрацит	Древесный уголь, кокс, угольные брикеты, угольная пыль
Жидкое	Нефть, нефтяной конденсат	Бензин, керосин, масла, дизельное топливо, мазут, каменно-угольная смола, жидкие горючие отходы
Газообразное	Природный газ, нефтяной (попутный) газ	Конвертерный, доменный, коксовый, генераторный газы, газы подземной газификации углей и сланцев

Все ископаемые твердые топлива объединяет общность происхождения.

По данным современной науки ископаемые твердые топлива произошли в основном из растительных организмов. При этом некоторую роль в их происхождении играли также животные организмы.

В зависимости от геологического возраста различают три стадии образования ископаемого твердого топлива:

- торфяная, характеризующаяся образованием торфа;
- буроугольная, характеризующаяся превращением торфа в бурые угли;
- каменноугольная, отличающаяся более глубокими химическими превращениями и характеризующаяся образованием каменных углей и антрацитов.

В зависимости от поведения топлива при нагревании все виды топлива подразделяют на *теплостойкие* и *нетеплостойкие*. Теплостойкими называют виды топлива, химический состав которых не изменяется при нагревании (кокс, газы: CO, H₂, и т.д.). Нетеплостойкие топлива разлагаются при нагревании с

образованием новых соединений (дерево, торф, каменный уголь и т.д.).

По возобновляемости различают возобновляемые виды топлива растительного происхождения (древесина, торф) и невозобновляемые (ископаемые угли, нефть и природные газы).

Кроме горючих элементов в топливе могут находиться различного рода негорючие примеси, попавшие в состав в процессе образования топлива в природных условиях и при добыче. Прежде всего сюда нужно отнести минеральные примеси (SiO_2 , Al_2O_3 , CaO , MgO , FeO , Fe_2O_3 , Na_2O , K_2O и др.), которые принято обозначать "А" и называть золой, а также влагу (W). Зола и влага является балластом твердых и жидких топлив. Роль балласта в газообразном топливе могут играть азот (N_2), углекислый газ (CO_2). В топливе может содержаться кислород (O_2), который чаще всего находится в соединениях с водородом и углеродом (H_2O , CO_2) и, следовательно, входит в балласт топлива. Анализ газообразного топлива значительно проще, а твердого и жидкого представляет собой сложную задачу.

Сжигание топлива может быть *полным*, когда коэффициент расхода воздуха $\alpha > 1$ и *неполным* ($\alpha < 1$). При полном горении все горючие элементы топлива окисляются полностью (без потерь теплоты). При этом образуются только оксиды – CO_2 , SO_2 , H_2O . Неполное горение характеризуется протеканием наряду с реакциями полного окисления также реакций, идущих с образованием соединений, способных к дальнейшему окислению и выделению тепла (например, CO). В этом случае тепла при сжигании топлива выделяется меньше, чем при полном горении, т.е имеет место потеря тепла от химической неполноты горения.

В промышленной энергетике и коммунально-бытовом секторе для получения тепла используется, как правило, химическая энергия, содержащаяся в органической массе ископаемого топлива. Исключение составляют электронагревательные приборы, солнечные коллекторы и

геотермальные установки, использующие электрическую энергию, энергию солнца и тепло земных недр.

Преобразование химической энергии в тепловую происходит в результате процесса горения.

Основу горения составляют самоускоряющиеся реакции окисления горючих веществ топлива, в результате которых исходные вещества (горючее и окислитель) преобразуются в продукты сгорания, т.е. в новые вещества с иными физическими и химическими свойствами.

Характерным признаком горения является быстропротекающий процесс, сопровождающийся выделением теплоты и резким повышением температуры. Для протекания химической реакции между горючими веществами топлива и окислителем, прежде всего, необходимо создать физический контакт между молекулами взаимодействующих веществ и довести молекулы до такого состояния, при котором становятся возможными химические реакции между ними.

Первое (физический контакт) осуществляется в процессе образования горючей смеси, второе – при ее воспламенении.

Таким образом, *горение* – это сложный физико-химический процесс, включающий в себя ряд последовательно и параллельно протекающих физических и химических стадий.

Реальное горение может быть неполным. Различают *механическую* и *химическую* неполноту сгорания.

В первом случае (механический недожог) некоторое количество топлива в процессе горения не участвует. Например, газовым потоком из топки выносятся наиболее мелкие фракции угля, а наиболее крупные, наоборот, могут оседать в нижней части топки (на подду) и удаляться вместе с золой и шлаком. В слоевой топке возможен также провал мелких фракций через отверстия колосниковой решетки.

Потери с химическим недожогом возникают в случае химически неполного окисления углеродсодержащих соединений

с образованием окиси углерода CO, а также в случае, когда часть горючих газообразных веществ, образовавшихся при испарении и термическом разложении жидкого и твердого топлива (CO, H₂, CH₄ и др.), покидает топку до завершения окислительных процессов.

В качестве окислителя при горении преимущественно используется не чистый кислород, а атмосферный воздух, что объясняется его доступностью и простотой использования.

В технологических установках, например, доменных и мартеновских печах, применяется также воздух, обогащенный кислородом, или чистый кислород.

Расход кислорода V_{O_2} или воздуха V_0 , теоретически необходимый для полного сгорания единицы количества топлива (кг или м³), определяется из стехиометрических уравнений горения.

При реальном горении, в зависимости от назначения теплотехнического устройства, действительное количество окислителя (кислорода или воздуха) может быть больше или меньше теоретически необходимого. Отношение действительного количества воздуха к теоретически необходимому называется коэффициентом расхода воздуха α :

$$\alpha = V_d / V_0.$$

2 СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

2.1 Элементный химический состав и теплота сгорания топлива

Твердое топливо представляет собой сложное химическое соединение различных элементов. Основными элементами твердого топлива являются углерод, водород, кислород, азот, сера. Топливо содержит негорючие минеральные примеси, превращающиеся при сжигании топлива в золу A и влагу W .

Основная горючая составляющая твердого топлива – углерод, горение которого обуславливает выделение основного количества тепла. Теплота сгорания аморфного углерода составляет 34,4 МДж/кг.

Водород – второй по значению элемент горючей массы топлива, его содержание в горючей массе составляет 2-10%.

Органическим балластом являются кислород и азот, так как их наличие уменьшает содержание горючих элементов в топливе. Кроме того, кислород, находясь в соединении с водородом или углеродом топлива, переводит некоторую часть горючих элементов в окислившееся состояние и уменьшает теплоту сгорания. Содержание кислорода наиболее значительно в древесине и торфе. Азот при сжигании топлива в атмосфере воздуха практически не окисляется и переходит в продукты сгорания в свободном виде.

Сера может содержаться в топливе в трех видах: органическая S_{op} , колчеданная S_k и сульфатная S_c :

$$S = S_{op} + S_k + S_c.$$

Содержание серы в твердых топливах обычно невелико.

Топливо в том виде, в каком оно поступает к потребителю, называется рабочим, а вещество, составляющее его, – рабочей массой. Элементный рабочий химический состав топлива выражается следующим образом:

$$C^p + H^p + O^p + N^p + S_{ор+к}^p + A^p + W^p = 100\%.$$

Минеральные примеси и влажность одного и того же сорта топлива в разных районах его месторождения и различных местностях могут отличаться, также возможно их изменение при транспортировке и хранении. Более постоянным является состав горючей массы топлива. Имея в виду это обстоятельство, для сравнительной теплотехнической оценки различных сортов топлива ввели условные понятия сухой, горючей и органической массы. Их составляющие, выраженные в процентах, обозначаются теми же символами, что и рабочая масса, но соответственно с индексами «с», «г» и «о» вместо индекса рабочей массы «р».

Так, сухой называется обезвоженная масса рабочего топлива:

$$C^c + H^c + O^c + N^c + S_{ор+к}^c + A^c = 100\%.$$

Если из сухой массы топлива исключить балласт (зольную составляющую), то получим горючую массу топлива

$$C^g + H^g + O^g + N^g + S_{ор+к}^g = 100\%;$$

$$S_{ор+к}^g = S_{ор}^g + S_{к}^g.$$

Исключение из горючей массы колчеданной серы (минерального соединения) приводит к органической массе топлива

$$C^o + H^o + O^o + N^o + S_{ор}^o = 100\%.$$

Пересчет состава топлива с одной массы на другую производят с помощью специальных коэффициентов (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Коэффициенты для взаимного пересчета различных элементных составов топлива

Заданная масса топлива	Масса топлива, на которую производят пересчет			
	Органическая	Горючая	Сухая	Рабочая
Органическая	-	$\frac{100 - S^Г}{100}$	$\frac{100 - S^С - A^С}{100}$	$\frac{100 - S^Р - A^Р - W^Р}{100}$
Горючая	$\frac{100}{100 - S^Г}$	-	$\frac{100 - A^С}{100}$	$\frac{100 - A^Р - W^Р}{100}$
Сухая	$\frac{100}{100 - S^С - A^С}$	$\frac{100}{100 - A^С}$	-	$\frac{100 - W^Р}{100}$
Рабочая	$\frac{100}{100 - S^Р - A^Р - W^Р}$	$\frac{100}{100 - A^Р - W^Р}$	$\frac{100}{100 - W^Р}$	-

Так, чтобы пересчитать элементный состав топлива с одной массы на другую, необходимо каждый элемент пересчитываемого состава топлива умножить на коэффициент пересчета на заданную массу, взятый из таблицы 1.1.

Например. Определить состав рабочей массы топлива, содержание горючей массы которого равно, %: $C^Г = 85$; $H^Г = 4$; $O^Г = 8$; $N^Г = 2$; $S^Г_{ор+к} = 1$ при $W^Р = 5$; $A^Р = 10$.

Решение. Находим коэффициент пересчета с горючей массы на рабочую по таблице 2.1:

$$K = \frac{100 - A^Р - W^Р}{100} = \frac{100 - 10 - 5}{100} = 0,85.$$

Умножая на этот коэффициент элементы горючей массы топлива, получим его рабочий состав, %:

$$C^Р = K \cdot C^Г = 0,85 \cdot 85 = 72,25;$$

$$H^Р = K \cdot H^Г = 0,85 \cdot 4 = 3,4;$$

$$N^Р = K \cdot N^Г = 0,85 \cdot 2 = 1,7;$$

$$O^Р = K \cdot O^Г = 0,85 \cdot 8 = 6,8;$$

$$S^Р = K \cdot S^Г = 0,85 \cdot 1 = 0,85;$$

$$W^Р = 5;$$

$$A^Р = 10.$$

В таблице 2.2 приводится элементный химический состав горючей массы некоторых видов твердого топлива.

Таблица 2.2 – Элементный химический состав горючей массы различных видов топлива

Топливо	Состав горючей массы				
	C ^г	H ^г	O ^г	N ^г	S ^г _{ор+к}
Древесина	51	6	42,5	0,5	-
Торф	58	6	33	2,5	0,5
Бурый уголь	64-77	4-6	15-25	1	0,5-7,5
Каменный уголь: длиннопламенный тощий	75-80	5-6	10-16	1,5	0,5-7
	88-90	4-4,5	3-4	1,5	1-3
Антрацит	90-93	2-4	2-4	1	0,5-2
Горючие сланцы	60-65	7-9	10-17	1	5-15

Химические реакции, протекающие в процессах горения, являются преимущественно экзотермическими, только некоторые реакции, как, например, реакции восстановления углекислоты, носят эндотермический характер.

Количество тепла, выделяющегося при полном сгорании единицы массы топлива, зависит от того, в каком состоянии (газообразном или жидком) находится влага в продуктах сгорания. При конденсации влаги в продуктах сгорания выделяется тепло парообразования, что определяет увеличение общего количества тепла, выделяющегося при сгорании единицы массы топлива. *Низшей теплотой сгорания топлива* Q_H^P (кДж/кг) называется количество тепла, которое выделяется при полном сгорании 1 кг твердого топлива без учета тепла парообразования водяных паров, образующихся при горении:

$$Q_H^P = 339C^P + 1030H^P - 109(O^P - S^P) - 25W^P,$$

где 339, 1030 – тепловые эффекты реакций окисления соответственно углерода, водорода и т.д., кДж/кг.

Высшей теплотой сгорания топлива Q_B^P (кДж/кг) называется количество тепла, выделяющегося при полном сгорании 1 кг твердого топлива, при условии, что образующиеся

водяные пары в продуктах сгорания конденсируются:

$$Q_B^P = Q_H^P + 225H^P + 25W^P.$$

2.2 Характеристики твердых топлив

Древесное топливо. Сухая древесина представляет собой совокупность ячеек, стенки которых образуются в основном из клетчатки, состоящей из целлюлозы $[C_6H_{10}O_5]_x$, гемицеллюлозы и особого вещества – лигнина, являющихся сложными соединениями углерода, водорода и кислорода. В состав древесины, кроме того, входят в небольшом количестве смолы, жиры, воск, белки, дубильные вещества и минеральные примеси.

Состав органической массы древесины разных пород мало отличается друг от друга и характеризуется следующими данными: $C^o=50\%$; $H^o=6\%$; $O^o=43\%$; N –до 1%. В древесине практически отсутствует сера. Зольность сухой массы древесного топлива незначительна ($A^c=1...2\%$). В сплавной древесине выход золы доходит до 3...4%. Зола дров является тугоплавкой. Содержание влаги у растущего дерева колеблется от 45 до 65%. При хранении древесины на воздухе в течение 1,5...2 лет влажность ее снижается до 18...20%.

В качестве энергетического топлива древесное топливо используется редко, и то лишь в виде древесных отходов для парогенераторных установок небольшой мощности.

Торф является самым молодым по геологическому возрасту ископаемым твердым топливом. Он относится к топливу гумусового образования и представляет собой продукт неполного разложения растительных остатков под водой. По внешнему виду торф представляет собой рыхлую массу от бурого до черного цвета. По степени преобразования исходного растительного материала различают:

а) волокнистый торф, состоящий в основном из неразложившихся остатков растений;

б) землистый торф, в котором основная часть исходного растительного материала превратилась в торфяную массу, содержащую небольшое количество неразложившихся элементов растений;

в) смолистый торф, состоящий из однородной торфяной массы, не содержащей никаких остатков растений.

Чем больше степень разложения торфяной массы, тем выше качество торфа. Местами торфообразования являются главным образом зарастающие болота. В зависимости от рельефа местности торфообразования различают торф верховых и низинных болот.

В состав органической массы торфа входят: углерод, водород, кислород, азот и сера, содержание которых изменяется в следующих пределах: $C^o=53...60\%$; $H^o=4,5...6,5\%$; $O^o=30...40\%$; $N^o=1,5...3\%$.

Содержание серы на сухую массу составляет примерно 0,3%. Выход золы в торфе на сухую массу изменяется от 3 до 12%. При сгорании торфа верховых болот образуется 3...5% золы; торфа низинных болот 6...12%. Зола торфа в большинстве случаев характеризуется низкой температурой плавления, что осложняет условия сжигания торфа.

Содержание влаги в свежедобытом торфе достигает 80...82% для сухой залежи и до 95% – для мокрой. Свежедобытый торф подвергается сушке на открытом воздухе в течение 1...2,5 месяцев. При этом влажность торфа снижается до 30...40%.

Теплота сгорания рабочей массы торфа зависит от содержания в нем балласта. Для воздушно-сухого торфа низшая теплота сгорания составляет: $Q_H^p=11,75...12,58$ МДж/кг. Выход летучих веществ на горючую массу – около 70%. Воздушно-сухой торф легко воспламеняется и горит длинным пламенем. Торф обладает большой склонностью к самовозгоранию при хранении. Объемная плотность торфа в зависимости от

влажности и способа добычи колеблется от 300 (при $W^p=25\%$) до 500 кг/м³ (при $W^p=50\%$).

Вследствие низкой теплоты сгорания и малой механической прочности торф относится к местным видам топлива, подлежащим использованию вблизи мест его добычи.

По способу добычи различают кусковой и фрезерный торф. Кусковой торф получают в виде стандартных кирпичей при машиноформовочном и гидравлическом способах добычи. Фрезерный торф представляет собой торфяную крошку размерами частиц от 0,5 до 25 мм и более, получаемую при добыче торфа фрезерным способом. Себестоимость фрезерного торфа в 1,5...2 раза ниже себестоимости кускового торфа.

В районах с большими запасами торфа последний используется в качестве энергетического топлива для топок паротурбинных электростанций. На электростанциях преимущественное использование получил фрезерный торф, сжигаемый в пылевидном состоянии. Для отопительных целей широкое применение находят торфяные брикеты. Кроме того, торф используется как сырье для химической промышленности.

Бурые угли. По степени обуглероживания бурые угли занимают промежуточное положение между торфом и каменными углями. По сравнению с торфом бурые угли имеют более темный цвет, обладают большей плотностью и меньшей гигроскопичностью. Между бурыми и каменными углями резкой границы не существует. Бурые угли вследствие значительного содержания гумусовых кислот вызывают окрашивание горячего водного раствора щелочи в бурый цвет, в то время как каменные угли и антрациты такого окрашивания не дают.

В зависимости от химического возраста бурые угли подразделяются на лигниты, землистые и смолистые бурые угли.

Наиболее молодыми являются лигниты, которые характеризуются наименьшей степенью разложения исходного растительного вещества. По внешнему виду лигниты

представляют собой светло-коричневую массу с явно выраженной древесной структурой. Смолистые бурые угли – продукт более глубокого разложения растительного вещества. Они отличаются большей плотностью и имеют почти черный цвет. По своим свойствам эти угли приближаются к молодым каменным углям.

Землистые бурые угли по внешнему виду и свойствам занимают промежуточное положение между лигнитами и смолистыми бурыми углями.

В органической массе бурых углей содержится 65...75% углерода, 5...6% водорода, до 5% серы и 17...28% кислорода и азота.

Свежедобытые бурые угли содержат от 20 до 55% влаги. В зависимости от содержания влаги различают следующие группы бурых углей: группа B_1 с содержанием влаги более 40% (землистые угли), группа B_2 с содержанием влаги 30...40% и группа B_3 с содержанием влаги от 20 до 30%.

Выход золы колеблется в пределах 7...45%. В большинстве случаев бурые угли характеризуются высокой зольностью. Бурые угли являются неспекающимися и обладают высоким выходом летучих веществ ($V^T > 40\%$).

При горении бурого угля образуется длинное пламя. Теплота сгорания бурых углей на горючую массу Q_H^P не превышает 29,3 МДж/кг. Низшая теплота сгорания рабочей массы бурых углей в зависимости от выхода золы и содержания влаги изменяется в пределах $Q_H^P = 6,29...16,8$ МДж/кг. Объемная плотность бурых углей составляет 600...750 кг/м³.

Бурые угли характеризуются термической неустойчивостью, небольшой твердостью и малой механической прочностью. Они обладают способностью выветриваться на воздухе, превращаясь в угольную мелочь, и весьма склонны к окислению и самовозгоранию при хранении.

Вследствие значительной забалластированности и малой

теплоты сгорания бурых углей дальняя перевозка их невыгодна, поэтому они используются как местное топливо вблизи угольных разрезов.

В целях более рационального использования бурые угли классифицируются по размеру кусков на ряд классов (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Классификация бурых углей по размеру кусков

Класс бурого угля	Условное обозначение	Размер кусков, мм
Плита	БП	>100
Крупный	БК	50...100
Орех	БО	25...50
Мелкий	БМ	13...25
Семечко	БС	6...13
Штыб	БШ	<6
Рядовой	БР	Не ограничен

Основная масса бурых углей используется в качестве энергетического топлива для тепловых электрических. Кроме того, бурые угли используются для газификации, полукоксования, брикетирования, а также в качестве бытового топлива.

На крупных электростанциях используются бурые угли БР, БС и БШ, которые сжигаются в камерных топках в пылевидном состоянии. При слоевом сжигании, а также для газификации и полукоксования применяют сортированные бурые угли БК, БО и БМ.

Буроугольные разработки ведутся в Украине (Александровское Кировоградской области, Звенигородское Ивано-Франковской области и другие месторождения).

Необходимо отметить, что украинские бурые угли Александровского месторождения отличаются высоким содержанием влаги W^p до 60%. Они обладают низкой теплотой

сгорания $Q_H^p=7,8\dots9,4$ МДж/кг.

Значительные залежи бурых углей имеются в Российской Федерации. Подмосковский бурый уголь характеризуется высокой влажностью ($W^p=31\dots38\%$), зольностью ($A^c=32\dots42\%$) и сернистостью (S^p – до 3%). Вследствие значительного балласта теплота сгорания подмосковного угля мала и составляет: $Q_H^p=9,3\dots10,8$ МДж/кг.

На Урале расположены Челябинское и Богословское (Свердловская область) месторождения бурых углей. Челябинские и богословские угли, добываемые в открытых разрезах, довольно дешевы, однако запасы их весьма ограничены.

Челябинские бурые угли относятся к числу маловлажных ($W^p=17\dots24\%$). Выход золы A^c – до 38%. Обладая повышенной калорийностью $Q_H^p=15,8$ МДж/кг, они являются хорошим энергетическим топливом. Богословские бурые угли обладают большей влажностью ($W^p=25\dots33\%$) и более низкой теплотой сгорания $Q_H^p=11,9$ МДж/кг.

Кроме того, в Центральной Сибири расположен уникальный Канско-Ачинский бассейн с огромными, практически неисчерпаемыми запасами бурых углей. Этот бассейн обладает исключительными геологическими и экономическими характеристиками. Промышленные месторождения бассейна расположены на большом протяжении вдоль Транссибирской железной дороги. Мощность угольных пластов, залегающих близко к поверхности, достигает 80...90 м. Благоприятные условия для открытой разработки углей обуславливают наиболее низкую стоимость. Угли этого месторождения характеризуются повышенной влажностью ($W^p=33\%\dots45\%$) и малой зольностью ($A^c=9\dots12\%$). Зола их сравнительно легкоплавкая и обладает повышенным содержанием СаО. Теплота сгорания канско-ачинских углей $Q_H^p=11\dots15$ МДж/кг.

Каменные угли представляют собой продукт более полного

превращения исходного органического материала. В отличие от бурых углей они содержат больше углерода ($C^{\circ}=75\ldots90\%$) и меньше водорода и кислорода ($H^{\circ}=4\ldots6\%$ и $O^{\circ}=2\ldots28\%$). Содержание серы в них до 5%. Каменные угли обладают меньшей гигроскопичностью, большими плотностью и механической прочностью. Каменные угли имеют объемную плотность на уровне $800\ldots850 \text{ кг/м}^3$. Выход летучих веществ V^T изменяется в диапазоне $10\ldots45\%$. Большинство каменных углей обладает хорошей спекаемостью, и лишь угли с выходом летучих веществ $V^T < 15\%$ и $V^T > 42\%$ не спекаются. Влажность каменных углей изменяется в пределах $W^P=3\ldots15\%$. Выход золы в большинстве случаев колеблется в пределах $A^c=10\ldots20\%$. Однако каменные угли некоторых месторождений (например, Экибастузского) обладают повышенной зольностью (A^c до 40%). Низшая теплота сгорания рабочей массы каменных углей изменяется в пределах $Q_H^P=20,93\ldots29,3 \text{ МДж/кг}$.

Каменные угли по сравнению с бурыми характеризуются большей химической устойчивостью. Они почти не выветриваются; однако некоторые марки их при длительном хранении в штабелях проявляют склонность к самовозгоранию.

Каменные угли по составу органической массы и своим свойствам представляют большое разнообразие.

Техническая применимость того или иного сорта каменных углей оценивается по данным их классификации.

Существует технологическая классификация каменных углей применительно к Донецкому, Кузнецкому, Карагандинскому бассейнам, сложившаяся в Советском Союзе несколько десятилетий назад.

Согласно этой классификации каменные угли разделяются на ряд марок в зависимости от выхода летучих веществ на горючую массу (V^T , %) и степени спекания, характеризуемой толщиной пластического слоя (y , мм).

В классификации предусматриваются следующие марки каменных углей:

Длиннопламенный.....Д	Коксовый.....К
Газовый.....Г	Отощенный спекающий...ОС
Жирный.....Ж	Тощий.....Т
Коксовый жирный.....КЖ	Слабоспекающийся..... СС

Каменные угли марок Г, Ж, КЖ, К и ОС в зависимости от значения нижнего предела толщины пластического слоя y подразделяются на группы. Так, например, различают группы газового угля Г₆ и Г₁₆. Для первой из них минимальная толщина пластического слоя $y=6$ мм, для второй $y=16$ мм.

По крупности кусков каменные угли ряда марок классифицируются так же, как и бурые, на сортированные и рядовые. Поэтому условное обозначение марки каменного угля с учетом класса получается сочетанием букв, обозначающим марку и класс угля. Например, газовый крупный – ГК, тощий рядовой – ТР, слабоспекающийся рядовой – ССР и т. п.

Спекающиеся каменные угли применяются в основном для производства кокса. Угли, непригодные для коксования, а также отсеvy угля и промежуточные продукты обогащения угля используются в качестве энергетического топлива.

Из вышеперечисленных марок углей для энергетических целей применяются главным образом каменные угли марок Д, Г, Т, ОС и СС.

В Донбассе залегают каменный уголь всех марок, от самого молодого – длиннопламенного до самого старого – тощего.

Длиннопламенные и газовые каменные угли Донбасса характеризуются большим выходом летучих веществ (V^r до 44%) и достаточной механической прочностью. Они легко воспламеняются и горят длинным пламенем, причем газовый уголь дает коптящее пламя.

Содержание серы в донецких углях высоко и с этим связаны многие проблемы использования сернистых углей. Зольность этих углей составляет соответственно $A^c=17...23\%$, а влажность $W^p=7...13\%$. Теплота сгорания $Q_H^p=20,3...24,7$ МДж/кг.

Донецкий тощий уголь имеет невысокий выход летучих веществ V^T до 17%. Он трудно воспламеняется и горит коротким желтовато-красным пламенем.

Классификация и состав каменных углей Донецкого бассейна приведены в таблицах 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 – Классификация каменных углей Донецкого бассейна

Наименование марки	Марка	Группа	Выход летучих веществ на горючую массу V^T , %	Толщина пластического слоя, у, мм	Характеристика коксового остатка
Длиннопламенный	Д	–	более 37	–	Порошкообразный, слипшийся, слабоспекшийся
Газовый	Г	Г ₆ Г ₁₆	более 35 более 35	6...15 16...25	
Жирный	Ж	Ж ₁₃ Ж ₂₁ *	27...35 27...35	13...20 более 21	
Коксовый	К	КЖ К ₁₄	18...27 18...27	более 21 14...20	
Отощенный спекающийся	ОС	ОС ₆ ОС	14...22 14...22	6...13 менее 6	Спекшийся без порошка
Тощий	Т	–	9...17	–	Порошкообразный, слабоспекшийся
Полуантрацит	ПА	–	менее 9	–	Порошкообразный, слабоспекшийся
Антрацит	А	–	менее 9	–	Порошкообразный, слабоспекшийся

* При $V^T=35\%$ и более и у более 25 мм уголь относится к группе Ж₂₁.

Таблица 2.5 – Состав каменных углей Донецкого бассейна

Торговая марка	Состав, %						Q_H^p , кДж/кг	W, %
	C	H	O	N	летучие	S		
Г (газовый)	83	5,6	11,4	1,7	42	3,4	32900	6
ПЖ (паровичный жирный)	84	5,2	6,0	1,7	28	2,1	35000	3,5
К (коксовый)	90	4,8	5,0	1,7	23	2,0	35000	3,0
Т (тощий)	91,7	4,3	4,0	1,7	14	2,3	35400	3,0
А (антрацит)	96	2,0	2,4	-	4,5	2,0	34100	4,1

Тощий уголь отличается малой механической прочностью, умеренным выходом золы ($A^c=17\%$) и небольшой влажностью ($W^p=5\%$). Теплота сгорания тощего угля $Q_H^p=27,4$ МДж/кг.

Значительные запасы каменных углей в Украине имеются также в Львовско-Волинском месторождении (Западная Украина).

Антрациты представляют собой угли, в которых процесс превращения исходного материала характеризуется наибольшей степенью обуглероживания. Содержание углерода в органической массе антрацита достигает 97...98%.

Антрациты являются неспекающимся топливом. Они дают наименьший выход летучих веществ $V^r=2...9\%$. Антрациты трудно загораются и горят синеватым пламенем.

Содержание влаги составляет порядка $W^p=6\%$. Зольность изменяется в пределах $A^c=8...20\%$. Зола, как правило, легкоплавкая. Низшая теплота сгорания Q_H^p соответствует 21,12...27,2 МДж/кг.

По сравнению с каменными углями антрациты обладают большей плотностью, меньшей гигроскопичностью и высокой химической стойкостью при хранении.

Переходным видом ископаемого топлива от каменных углей к антрацитам являются полуантрациты ПА, отличающиеся от

антрацитов повышенным выходом летучих веществ ($V^r=5\dots 10\%$) и более высокой теплотой сгорания $Q_H^p=27,2$ МДж/кг.

Антрациты характеризуются относительным постоянством своего состава, вследствие чего классификация их производится лишь по размеру кусков (таблица 2.6).

Сортированные антрациты используются для газификации, в слоевых топках парогенераторов, а также в качестве бытового топлива. Антрацитовые штыбы (мелочь) широко используются в качестве энергетического топлива для мощных тепловых электростанций, парогенераторы которых оборудованы пылеугольными топками.

Таблица 2.6 – Классификация антрацитов по размеру кусков

Класс антрацита	Условное обозначение	Размер кусков, мм
Плита	АП	>100
Крупный	АК	50...100
Орех	АО	25...50
Мелкий	АМ	13...25
Семечко	АС	6...13
Штыб	АШ	<6
Рядовой	АР	Не ограничен

Многие крупные тепловые электрические станции Украины работают на антрацитовых штыбах. Значительные запасы антрацита сосредоточены в Донбассе.

Горючие сланцы образованы из органического ила (сапропеля), являющегося продуктом разложения растительных и животных организмов – планктона стоячих вод. Накапливающийся на дне водоемов органический ил, подвергаясь разложению без доступа воздуха, обогащался углеродом и водородом, полученная органическая масса перемешивалась с большим количеством минеральных веществ, уплотнялась вышележащими слоями, превращалась в горючие сланцы.

Минеральной основой горючих сланцев являются известняки, глина и песок. Содержание минеральных веществ на сухую массу достигает 70%. При нагревании и прокаливании горючих сланцев минеральная часть их разлагается с выделением значительного количества так называемой карбонатной углекислоты $(\text{CO}_2)_к$ и зольного остатка. Влажность горючих сланцев на рабочую массу W^p достигает 20%. В органической массе сланцев, так же как и в нефти, содержится много водорода (H° до 9,5%). Последнее обуславливает значительный выход летучих веществ сланцев (V^r до 80%) и их легкую воспламеняемость. Содержание углерода в органической массе (C°) достигает 70%. Сланцы отличаются повышенной сернистостью (S^c до 4,5%), которая снижает ценность сланцев как топлива.

Значительная обогащенность горючей массы сланцев водородом и углеродом определяет высокую теплоту сгорания этой массы ($Q_H^p=27,2\dots33,5\text{МДж/кг}$). Однако, вследствие большой забалластированности теплота сгорания рабочей массы горючих сланцев невелика и колеблется в пределах $Q_H^p=5,86\dots10,05\text{МДж/кг}$.

Горючие сланцы используются в качестве энергетического топлива, для газификации и химической переработки с целью получения моторного топлива, масел, химических продуктов и сланцевого газа. Горючие сланцы являются топливом низкого качества.

3 ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО

Топливным хозяйством называют систему устройств и механизмов, предназначенных для приема, хранения, перемещения и первичной обработки топлива перед его сжиганием. Система и состав топливного хозяйства, а также условия его работы определяются видом, свойствами топлива, способом сжигания, расходом и способом доставки топлива, а также территориальным расположением топливопотребляющих установок. Топливное хозяйство должно обеспечивать бесперебойную подачу топлива к котлам и удовлетворять следующим основным требованиям: все процессы, связанные с подачей, разгрузкой и хранением, подготовкой к сжиганию и транспортом топлива, должны быть механизированы и, по возможности, автоматизированы. Потери топлива должны быть минимальными, и его химические и физические характеристики не должны ухудшаться; первоначальные затраты и эксплуатационные расходы на топливное хозяйство должны быть небольшими.

При использовании для котлов твердого топлива в системе топливного хозяйства осуществляются следующие операции:

- прием поступающего топлива; доставка топлива от места приема к котлам или на склад, а также со склада к котлам;
- хранение запаса топлива на складе в количестве, необходимом для бесперебойного топливоснабжения котлов при возможных задержках доставки топлива внешним транспортом;
- первичная обработка топлива;
- учет прибывающего и расходуемого топлива.

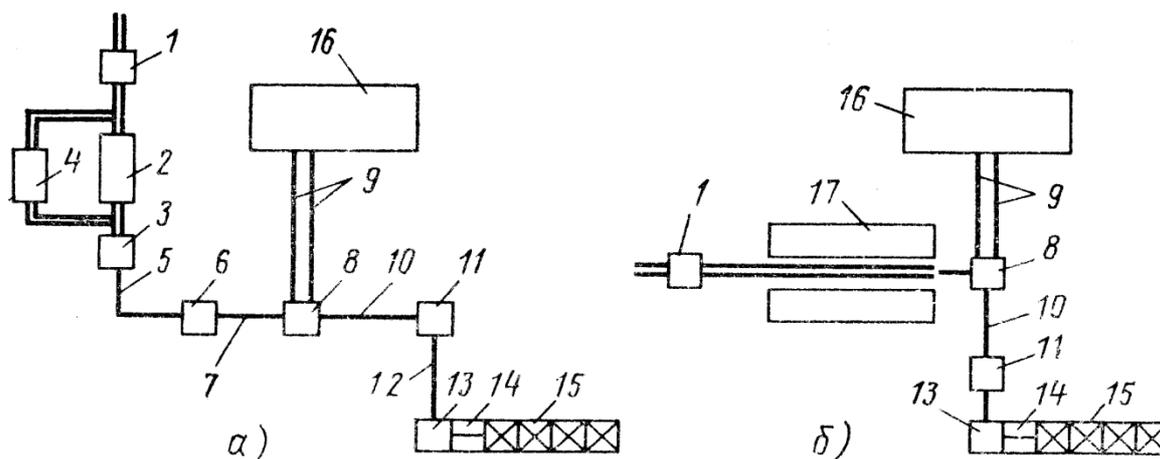
Для сравнения при использовании газообразного топлива хранение его запаса не предусматривается, и функции топливного хозяйства сводятся к приему газа, подаче его к котлам и учету расхода.

На промышленных предприятиях обычно сооружается общее топливное хозяйство, которое используется для снабжения топливом всех потребителей, в том числе и котельных установок. Твердое топливо от места добычи к котельным установкам обычно доставляется железнодорожным транспортом в «саморазгружающихся» вагонах грузоподъемностью от 60 до 125т. Разгрузка и обработка вагонов с топливом согласно нормам МПС должны производиться в течение не более 2-3 ч. В зимний период времени влажные твердые топлива: фрезерный торф, бурые угли, отходы мокрого обогащения угля и пр. – смерзаются в вагонах за время их транспортировки, что затрудняет разгрузку вагонов. Вследствие этого в системе топливного хозяйства при работе с влажным топливом возникает необходимость в применении специальных устройств для облегчения разгрузки вагонов. В качестве таких устройств применяют разогрев топлива в вагонах перед выгрузкой, который осуществляется в специальных тепляках продуктами сгорания топлива примерно в течение 1,5 ч, а также механические разрыхлители.

Принципиальная схема топливного хозяйства показана на рисунке 3.1. Вагоны с топливом взвешиваются на весах и направляются в размораживающие устройства и далее в приемно-разгрузочное устройство, где топливо выгружается из вагонов в бункера, траншеи или на площадки. Из приемно-разгрузочного устройства топливо транспортными механизмами подается на склад или в дробильную установку. В дробильную установку топливо подается также и со склада. После дробления топливо транспортными механизмами подается через весы в бункера котлов. В зависимости от конкретных условий состав и схема топливного хозяйства могут значительно видоизменяться.

На промышленном предприятии с одним общим топливным складом топливо разгружается на складе и подается к котлам вагонами. Механизмы, связывающие склад топлива с приемным устройством при этом не требуются. При слоевом сжигании

сортированных углей и кускового торфа отпадает необходимость в дробильном устройстве и связанных с ним механизмах. Во всех этих и аналогичных случаях система топливного хозяйства существенно упрощается.



а – с приемным устройством и вагоноопрокидывателем; б – с безъемкостным разгрузочным устройством; 1 – вагонные весы; 2 – приемное устройство с вагоноопрокидывателем; 3 – дробилки I ступени дробления; 4 – сарай для размораживания вагонов с топливом; 5 – ленточные конвейеры на узел пересыпки; 6 – узел пересыпки; 7 – конвейеры на узел деления потока топлива; 8 – узел деления потока топлива; 9 – конвейеры на склад топлива и со склада на узел пересыпки; 10 – конвейеры к дробильным установкам; 11 – дробильные установки; 12 – конвейеры на бункерную галерею; 13 – узел пересыпки на горизонтальные конвейеры; 14 – ленточные весы; 15 – бункера сырого топлива котлов; 16 – склад топлива; 17 – безъемкостное разгрузочное устройство

Рисунок 3.1 – Структурная схема топливного хозяйства при использовании твердого топлива

Запас топлива, расходуемого в периоды перерывов в его поступлении, хранят на территории котельной либо поблизости от нее на специально сооруженных для этого складах. Уголь, сланцы и торф хранят на открытом воздухе в штабелях. В соответствии с назначением склады разделяют на *базисные* – для

длительного планового хранения топлива, для обеспечения группы котельных при длительных задержках в его доставке и *расходные (оперативные)* – для хранения эксплуатационного запаса топлива, потребляемого котельной в отдельные дни или часы при кратковременных задержках в поступлении топлива. При доставке топлива автотранспортом расходные склады проектируют не более суточного расхода; при доставке по железной дороге – не более 14-суточного. Резервные аварийные склады в зависимости от степени надежности доставки топлива проектируют с одно-, двухнедельным или месячным запасом топлива. В крупных отдельно стоящих котельных склады топлива сооружают открытыми на специально подготовленных ровных незатопляемых площадках, имеющих дренажи для отвода атмосферных и грунтовых вод.

При длительном хранении топлива в штабелях и бункерах могут происходить его самонагревание и самовозгорание. Во избежание самовозгорания сроки хранения различных категорий топлива ограничивают: бурые длиннопламенные угли – 4-12, каменные угли – 12-36, антрациты и каменные тощие угли – 25-36 месяцев.

3.1 Подготовка твёрдого топлива к сжиганию

На современных ТЭС для сжигания твёрдого топлива, как правило, применяется *факельный способ*, при этом топливо предварительно измельчается до пылевидного состояния. Для превращения крупных кусков угля в пригодную для сжигания угольную пыль топливо сначала проходит процесс подготовки в *системе пылеприготовления (СПП)*. Процесс подготовки топлива заключается в его предварительном дроблении, подсушке и размоле до пылевидного состояния с размером частиц в несколько десятков или сотен микрон. При сжигании в кипящем слое, а также в циклонных и низкотемпературных

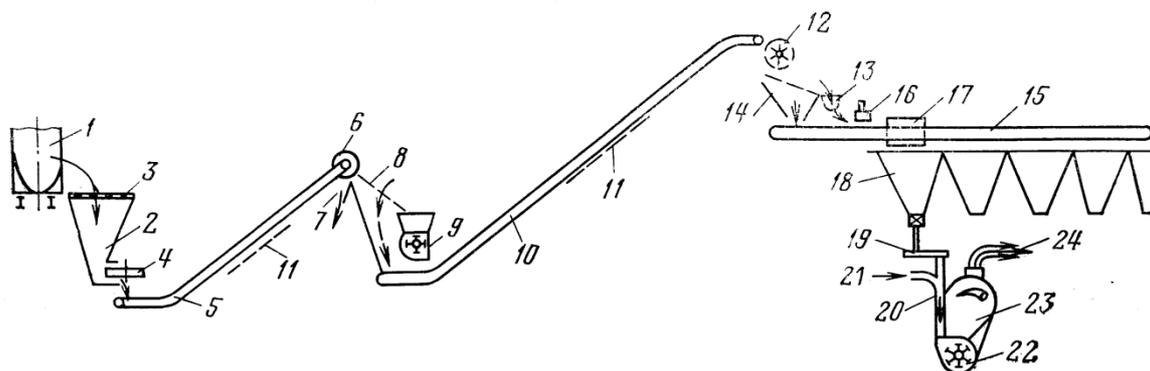
вихревых топках процесс подготовки топлива ограничивается первыми двумя стадиями, т.е. применяется дроблѐнка – частицы топлива размером в несколько миллиметров.

Поставляемое на ТЭС твёрдое топливо имеет определённую крупность кусков, оговариваемую условиями поставки и зависящую от условий добычи и подготовки к поставке (сортировка, обогащение и т.д.).

Подготовка топлива на ТЭС к пылевидному сжиганию производится, как правило, в два этапа:

- предварительное дробление в стационарных дробилках до размеров кусков 10-15 мм;
- последующее измельчение в мельницах до пылевидного состояния.

На рисунке 3.2 представлена схема топливного тракта.



- 1 – вагоны с углем; 2 – бункера разгрузочного сарая; 3 – решетка; 4 – питатель сырого топлива; 5 – ленточный транспортер; 6 – шкивный магнитный сепаратор; 7 – отвод кусков железа; 8 – грохот; 9 – дробилка; 10 – ленточный транспортер; 11 – устройство парового обогрева топливного тракта; 12 – щеполовитель; 13 – отвод щепы; 14 – поступление сырого топлива на транспортер 15 – парогенераторного цеха; 16 – подвесной магнитный сепаратор; 17 – разгрузочная тележка; 18 – бункера сырого топлива парогенераторов; 19 – питатель сырого топлива мельничной системы; 20 – нисходящий сушильный участок мельницы; 21 – подвод горячего воздуха к мельнице; 22 – мельница; 23 – сепаратор; 24 – пылепроводы.

Рисунок 3.2 – Схема топливного тракта

На тракте подачи сырого топлива с целью извлечения из него металлических предметов устанавливают магнитные сепараторы для предотвращения поломки мельничного оборудования. С помощью щеполовителей удаляют из топлива древесную щепу, попадающую в уголь в процессе его добычи, что предотвращает забивание элементов системы пылеприготовления получающейся из щепы древесной «ватой». При поступлении высоковлажных топлив наблюдается потеря сыпучести и замазывание, заключающееся в налипании сырого топлива на стенки топливоприготовительных механизмов. Для предупреждения этого явления производят частичную подсушку топлива, снижая его внешнюю влагу на 4-6%. В зимних условиях наблюдается смерзание влажного топлива и его примерзание к стенкам топливоподающих устройств, Для борьбы со смерзанием применяют отопление помещений всего тракта топливоподачи – от разгрузочного сарая до бункеров сырого угля у мельниц.

Освобожденный от металлических предметов уголь подвергают грохочению, т.е. пропускают его через качающиеся сита-решетки с размером отверстий 10-15 мм. Крупные куски подаются в дробилки, где измельчаются до размера не более 10-15 мм. Вместе с мелочью из грохота «дробленка» транспортерами подается в расположенные в парогенераторном помещении бункера сырого топлива, а из последних – в мельницы.

О степени дробления топлива судят по гранулометрическому составу. *Гранулометрический состав* – это количественная характеристика, отражающая распределение топлива по размеру кусков. Для определения гранулометрического состава используется метод ситового анализа, суть которого заключается в рассеве пробы топлива на стандартных ситах. Часть топлива, которая остаётся на сите в процессе отсева, называется остатком и выражается в процентах от взятой

начальной массы пробы – R_i , % (индекс «i» указывает на размер отверстия в сите в миллиметрах).

Для надёжной и экономичной работы пылеприготовительной системы рекомендуются следующие характеристики дробления топлива для всех типов мельниц:

- остаток на сите 5 мм – $R_5 = 20$ (35) %;
- остаток на сите 10 мм – $R_{10} = 5$ (14) %.

Максимальный размер кусков не должен превышать 15 (25) мм. В скобках приведены значения для топлива с повышенной влажностью, т.е. способного «замазывать» дробильное оборудование.

Для дробления топлива применяют валковые либо молотковые дробилки. Валковые дробилки чаще всего представляют собой вращающиеся навстречу друг другу два вала с насаженными на них шипами-зубьями; в молотковых – дробление происходит за счет удара молотков, шарнирно укрепленных на валу ротора.

Из бункера сырого топлива дробленый уголь поступает в систему пылеприготовления, где подвергается интенсивной подсушке и размолу, в результате чего получается угольная пыль.

3.2 Физические свойства твердого топлива

Условия транспортировки, переработки, хранения, а также эффективность использования топлива в значительной степени определяются его физическими свойствами.

Угольная пыль представляет собой сухой тонкий полидисперсный порошок с размерами частиц от самых мелких 0,1 мкм до 300-500 мкм.

Тонкость помола или дисперсность угольной пыли определяют обычно рассевом пробы пыли массой 25-50 г в течение 20 мин. на рассевочной машине, оснащенной набором сит. Ситовый анализ угольной пыли проводят на полном

комплекте из 8-10 сит с размерами отверстий в ситах от 50 до 1000 мкм, либо как минимум на двух ситах: 90 и 20 мкм. Результаты сита определяют массовыми количествами остатка на первом самом крупном сите, фракций на промежуточных ситах и прохода через последнее самое мелкое сито, а также распыла в окружающее пространство некоторой части тончайшей пыли. Распыл допускается не более 2%, при большем значении ситовой анализ считают неудовлетворительным. Величина остатка на каком-либо сите равна массе фракций на данном сите плюс масса фракций на всех вышерасположенных ситах, включая остаток на самом верхнем.

Структуру пыли с точки зрения равномерности помола топлива характеризует *коэффициент полидисперсности* n . Чем выше n , тем меньше отличаются своим размером частицы пыли друг от друга. В предельном случае, когда все частицы имеют одинаковый размер, пыль называется *монодисперсной* и характеризуется значением $n=\infty$.

Коэффициент полидисперсности определяется по графикам зерновых характеристик пыли. По данным сита строится кривая остатков на разных ситах от размера частиц x , называемая интегральной зерновой или помольной характеристикой. Интегральные зерновые характеристики угольной пыли подчиняются уравнению

$$R = 100 \cdot e^{-bx^n}, \%$$

где b и n – постоянные коэффициенты, характеризующие соответственно тонкость измельчения и равномерность зернового состава;

e – основание натуральных логарифмов.

Чем больше b , тем пыль тоньше, при $b \rightarrow 0$ $R \rightarrow 100\%$, при $b \rightarrow \infty$ $R \rightarrow 0$. Числовые значения коэффициента b в промышленных мельницах колеблются от $4 \cdot 10^3$ для грубой пыли до $40 \cdot 10^3$ – для тонкой.

Величина n определяется соотношением остатков на двух ситах с малым и большим отверстием. Чем больше разность этих остатков, тем круче проходит кривая интегральной зерновой характеристики, тем выше коэффициент полидисперсности, тем, следовательно, пыль более приближается к монодисперсной.

Для обычной полидисперсной пыли, выдаваемой существующими мельницами, коэффициент полидисперсности составляет:

- в шаробарабанных мельницах.....0,7-1
- в молотковых мельницах.....1,1-1,5
- в среднеходных мельницах с вращающимися сепараторами.....1,1-1,3
- в быстроходно-бильных и мельницах-вентиляторах.....0,9

Причина различных значений n в мельницах различных типов, во-первых, в различном характере процесса отвода пыли из зоны размола и, во-вторых, в различных типах применяемых сепараторов.

Более высокое значение коэффициента полидисперсности пыли обозначает не только меньшую удельную затрату энергии на размол, но и меньшую потерю тепла от механического недожога. Отсюда понятно стремление иметь более высокий коэффициент полидисперсности пыли, выдаваемой размольными устройствами.

Рекомендуемая тонкость помола, обеспечивающая минимальные потери с механическим недожогом, приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Рекомендуемая тонкость помола твердого топлива

Топливо	Выход суммарных надрешеточных продуктов, %		
	R ₉₀	R ₂₀₀	R ₁₀₀₀
Бурый уголь и сланцы	30-60	-	0,5-3,0
Каменный уголь	10-40	1,3-13	-
АШ и тощий уголь	6-10	0,3-1,2	-

Плотность пыли. Различают *насыпную, кажущуюся (объемную) и истинную* плотность пыли, определяемые соотношениями:

$$\rho_{\text{нас}} = \frac{G}{V_{\text{общ}}}; \quad \rho_{\text{каж}} = \frac{G}{V_{\text{каж}}}; \quad \rho_{\text{ист}} = \frac{G}{V_{\text{ТВ}}}, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

причем

$$V_{\text{общ}} = V_{\text{ТВ}} + V_{\text{пор}} + V_{\text{в.пром}}; \quad V_{\text{каж}} = V_{\text{ТВ}} + V_{\text{пор}},$$

где G – масса пыли, кг;

$V_{\text{общ}}$ – общий объем пробы пыли, м^3 ;

$V_{\text{ТВ}}$ – объем твердой фазы угольных частиц, м^3 ;

$V_{\text{пор}}$ – суммарный объем пор внутри частиц, м^3 ;

$V_{\text{в.пром}}$ – объем воздушных промежутков между частицами, м^3 .

Очевидно, что $\rho_{\text{нас}} < \rho_{\text{каж}} < \rho_{\text{ист}}$.

Величина насыпной плотности используется при расчете емкости пылевых бункеров, в которых хранится поступающая из пылевых циклонов системы пылеприготовления свеженаасыпанная пыль, состоящая из смеси собственно угольных пылинок и воздушных промежутков между ними. Величина $\rho_{\text{нас}}$ используется также при расчете производительности пылепитателей, забирающих угольную пыль из пылевого бункера и подающих ее в пылепроводы к горелкам.

Величина кажущейся плотности применяется при расчете пылевых циклонов, пылеугольных сепараторов, пневмотранспортных устройств подачи пыли и при расчетном определении поверхности угольной пыли, так как во всех этих случаях имеет значение только плотность самих угольных частиц (с внутренними порами в них), но без воздушных промежутков между частицами.

Угольная пыль энергично адсорбирует воздух, вследствие чего насыпная плотность пыли всегда меньше 1. Пыль не выдерживает сосредоточенной нагрузки, и поэтому в пылевом

бункере можно утонуть. При проведении работ в бункере (ремонт уровнемера и пр.) должны быть приняты меры предосторожности.

Насыпная плотность свеженасыпанной пыли колеблется в значительных пределах – 500-700 кг/м³, а уплотненной – 800-900 кг/м³. Кажущаяся плотность пыли является более стабильной характеристикой и зависит от рода топлива.

Важной характеристикой угольной пыли является *влажность*. Чем сильнее подсушена пыль, т.е. чем меньше влажность, тем легче она воспламеняется и лучше протекает процесс горения.

В процессе размола уголь подсушивается за счет тепла горячего воздуха или топочных газов до величины, близкой или несколько большей аналитической (гигроскопической) влажности топлива.

Недостаточная подсушка угля затрудняет транспортирование пыли по трубопроводам системы пылеприготовления и подачу ее к горелкам и резко ухудшает процесс размола, ведет к снижению производительности мельницы и росту расхода энергии на размол.

Пересушка любого топлива сверх указанных значений не допускается, так как пересушенная пыль легко самовозгорается.

Пыль топлив с большим выходом летучих веществ в определенной концентрации с воздухом образует *взрывоопасную смесь*. Взрывоопасной является торфяная, сланцевая, буроугольная пыль, а также пыль каменных углей с выходом летучих веществ на горючую массу более 20%. Возникновение взрыва возможно при объемном содержании кислорода в пылегазовой смеси для торфяной и сланцевой пыли более 16%, для пыли бурых углей – 18% и пыли каменных углей – 19%.

Угольная пыль хорошо транспортируется потоком воздуха или продуктами сгорания. Пылевоздушная смесь образует весьма подвижную эмульсию, обладающую свойствами жидкости, и

легко перекачивается по трубам. В индивидуальных системах пылеприготовления, располагаемых непосредственно у парогенератора, концентрация пыли в воздушной смеси сравнительно невелика и составляет обычно 0,5-1 кг пыли на кг воздуха (или газов).

При наличии центрального пылезавода (ЦПЗ) транспортировка пыли из бункеров ЦПЗ к пылевым бункерам парогенераторов производится при высокой концентрации (порядка 30-35 кг пыли на кг воздуха) по трубопроводам малого сечения перекачиваемыми насосами, в которых пыль смешивается со сжатым воздухом, имеющим давление 0,5-1 МПа. Перекачка высококонцентрированной пылевоздушной смеси может производиться на большие расстояния, порядка нескольких сотен метров.

Механическая прочность топлива – способность его противостоять разрушающим силам. Она зависит от состава, физической структуры топлива, наличия и характера минеральных включений. Например, включения колчедана (FeS) увеличивают механическую прочность угля. Наиболее прочными являются каменные угли и антрациты; меньшей механической прочностью обладают торф, бурые угли и горючие сланцы.

Для энергетических топлив оценка механической прочности топлива производится по количеству энергии, затрачиваемой на его измельчение (размол).

В этом случае критерием для оценки механической прочности топлива может служить относительный коэффициент размолоспособности $K_{л.о}$, определяемый при помощи лабораторной установки. Под лабораторным относительным коэффициентом размолоспособности понимают отношение расходов энергии при размолу эталонного и испытываемого топлива при воздушно-сухом их состоянии и измельчении от одинаковой крупности до одной и той же тонкости помола.

За эталонное топливо принимается наиболее твердое

топливо, близкое по своим свойствам к донецкому антрациту класса АШ.

Таким образом,

$$K_{л.о} = \frac{\mathcal{E}_{эт}}{\mathcal{E}_{исп}},$$

где $\mathcal{E}_{эт}$ и $\mathcal{E}_{исп}$ – соответственно расход энергии при размоле эталонного и испытываемого топлива.

Для мягких топлив $K_{л.о} > 1$, для очень твердых – $K_{л.о} < 1$.

Сыпучесть топлива зависит от его влажности и зольности, с увеличением которых ухудшаются сыпучие свойства топлива. Из опытных наблюдений установлено, что подсушка угля на 4...7% значительно улучшает его сыпучие свойства. Длительное хранение топлива в бункерах приводит к его слеживанию и ухудшению сыпучести.

Большое практическое значение имеет *термическая устойчивость топлива*. При сжигании термически устойчивого топлива куски его не рассыпаются в мелочь. Это обеспечивает устойчивость горения и более полное выгорание топлива.

Смерзаемость топлива – способность его при низкой температуре превращаться в крупные глыбы смерзшихся кусков. Смерзаемость углей приводит к частичной или полной потере их сыпучести, что создает ряд затруднений при их разгрузке, хранении на складах и в работе системы топливоподачи.

Смерзаемость углей обуславливается внешней влагой, которая при температуре $-2,5...-4^{\circ}\text{C}$ превращается в лед. Остальная влага остается в переохлажденном состоянии даже при самых сильных морозах, достигающих до -50°C .

Основным мероприятием против смерзаемости топлива при транспортировке является предварительная подсушка топлива на месте добычи. Подсушку следует производить с таким расчетом, чтобы понизить влажность топлива до безопасных пределов: до 5...6% для каменных углей и антрацитов и до 28...35% для бурых углей. На электростанциях, использующих высоковлажное

топливо, сооружают устройства (тепляки, гаражи) для разогрева в зимнее время смерзшегося топлива. В тепляках прогрев вагонов с топливом производится горячим воздухом при температуре 65–80°С.

3.3 Обогащение топлива

Обогащению подвергается ископаемое топливо. Целью обогащения является снижение содержания в топливе балласта и вредных примесей (серы, влаги и зольности) и повышение его теплоты сгорания.

Обогащение топлива основано на различии физических и физико-химических свойств угля и его примесей (плотности, цвета, коэффициента трения, смачиваемости жидкостью и др.).

Различают сухое и мокрое обогащение. Ручная выборка породы на транспортерах, отделение ее на сепараторах трения и в потоке воздуха относятся к сухому обогащению; отделение породы в восходящем потоке воды и метод флотации – к мокрому обогащению. Наиболее распространенным способом обогащения углей является метод флотации, при котором обогащению подвергается угольная мелочь с размером частиц 1...2 мм. При флотации в тщательно перемешанную углеводяную смесь вводят минеральное масло и воздух. При этом угольные частицы смачиваются маслом, а частицы пустой породы водой. Пузырьки воздуха легко прилипают к частицам топлива, смоченным маслом, и не прилипают к частицам породы. Под действием подъемной силы пузырьков воздуха частицы чистого угля всплывают на поверхность, откуда их снимают специальными приспособлениями.

Различия в конструкциях флотомашин определяются в основном способом аэрации и перемешивания пульпы (смесь твёрдых частиц с водой). По этому признаку машины делятся на три типа:

1) Механические – засасывание воздуха и перемешивание пульпы осуществляется импеллером.

2) Пневмомеханические – воздух в камеру подается из воздуходувки, перемешивание пульпы осуществляется импеллером.

3) Пневматические – перемешивание и аэрация пульпы осуществляется подачей сжатого воздуха через аэраторы различных конструкций (к ним относятся машины пенной сепарации, колонные, аэрлифтные).

Механические машины (рисунок 3.3), как правило, состоят из 6–10 одинаковых камер. По центру каждой камеры устанавливается импеллерный блок, обеспечивающий перемешивание пульпы и засасывание воздуха.

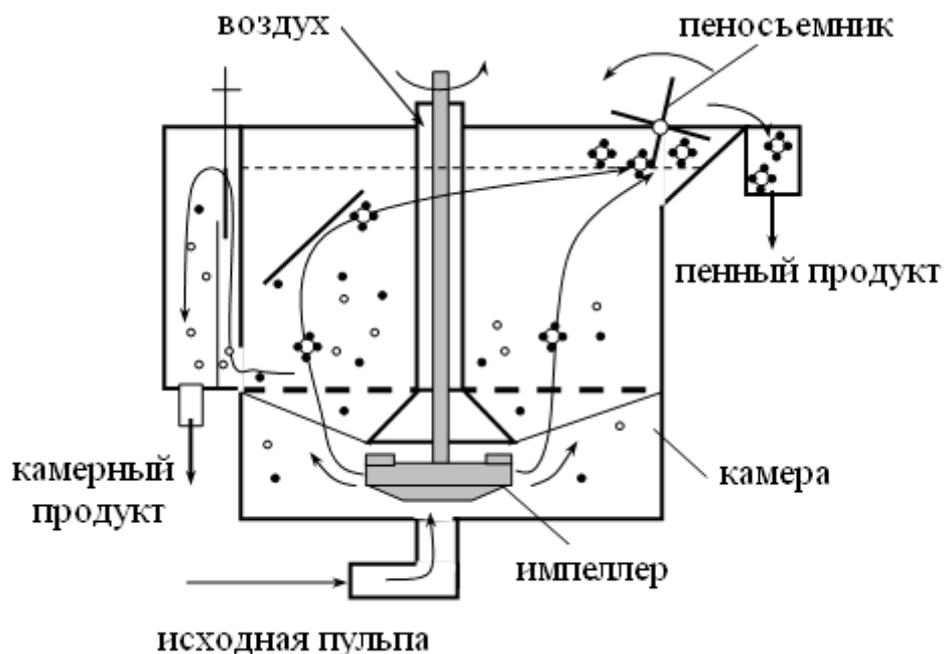


Рисунок 3.3 – Схема механической флотационной машины

В верхней части флотомашин, вдоль камер, устанавливаются пеноъемные устройства для разгрузки пенного продукта – концентрата. В начале флотомашины, на первой камере устанавливается загрузочный карман для подачи в

машины исходной пульпы. В конце машины, на последней камере устанавливается разгрузочный карман для вывода хвостов флотации. Основной рабочей деталью машины является импеллер – диск с радиально расположенными вертикальными лопатками. При вращении импеллера за его лопатками образуется разрежение и в поток пульпы засасывается воздух, поступающий по центральной трубе. Ударами лопаток импеллера воздух и пульпа перемешиваются. Исходная пульпа, обработанная реагентами, по трубе поступает под импеллер и разбрасывается им по периферии. Одновременно укороченными лопатками импеллера через трубу засасывается воздух. При столкновении гидрофобные частицы закрепляются на пузырьках воздуха. Образуется комплекс пузырёк-частица. Процесс происходит селективно. Гидрофильные частицы к пузырькам не прилипают. Комплексы пузырёк-частица поднимаются на поверхность камеры, образуя минерализованную пену (флотоконцентрат). Концентрат удаляется из машины пеносъёмным устройством в приёмный желоб и транспортируется на обезвоживание. Несфлотированные частицы (камерный продукт) направляются на дальнейшую обработку в следующую камеру. Отходы (хвосты флотации) удаляются из переливного кармана последней камеры.

Продуктами обогащения являются концентрат (обогащенный уголь), промежуточный продукт, используемый как энергетическое топливо, и хвосты (пустая порода), состоящие главным образом из минеральных примесей и серы, направляемые в отвал. При обогащении на углемоечных машинах, кроме того, получается шлам (самые мелкие частицы угля), осаждающийся из отработанных жидкостей в ловушках и используемый в качестве энергетического топлива.

Следующим этапом переработки твердых топлив является сортировка углей. Цель *сортировки* углей – разделение извлеченного из недр земли угля на отдельные сорта по

крупности кусков. Использование сортированных углей является более эффективным в силу большей физической однородности кусков топлива.

3.4 Сушка твердого топлива и основные типы углеразмольных мельниц

Сушка менее влажных углей производится в процессе размола в мельничных агрегатах горячим воздухом или топочными газами. Влажные угли подвергаются предварительной подсушке в специальных сушильных трубах газовоздушной смесью, имеющей температуру 600...700°C. Дальнейшая досушка и размол топлива производится посредством мельничных агрегатов.

Углеразмольные мельницы различают по применяемому принципу измельчения топлива и по величине частоты вращения подвижной части мельницы. В существующих типах мельниц размол происходит по принципу удара мелющих тел по частицам топлива, либо по принципу раздавливания кусков угля, зажатых между вращающейся и неподвижной частью мельницы, либо по принципу истирания угольных частиц, по которым перемещается прижатое мелющее тело.

По частоте вращения мельницы подразделяют на тихоходные, в которых частота вращения составляет 16-24 об/мин, среднеходные – 50-300 об/мин и быстроходные – 600-1500 об/мин.

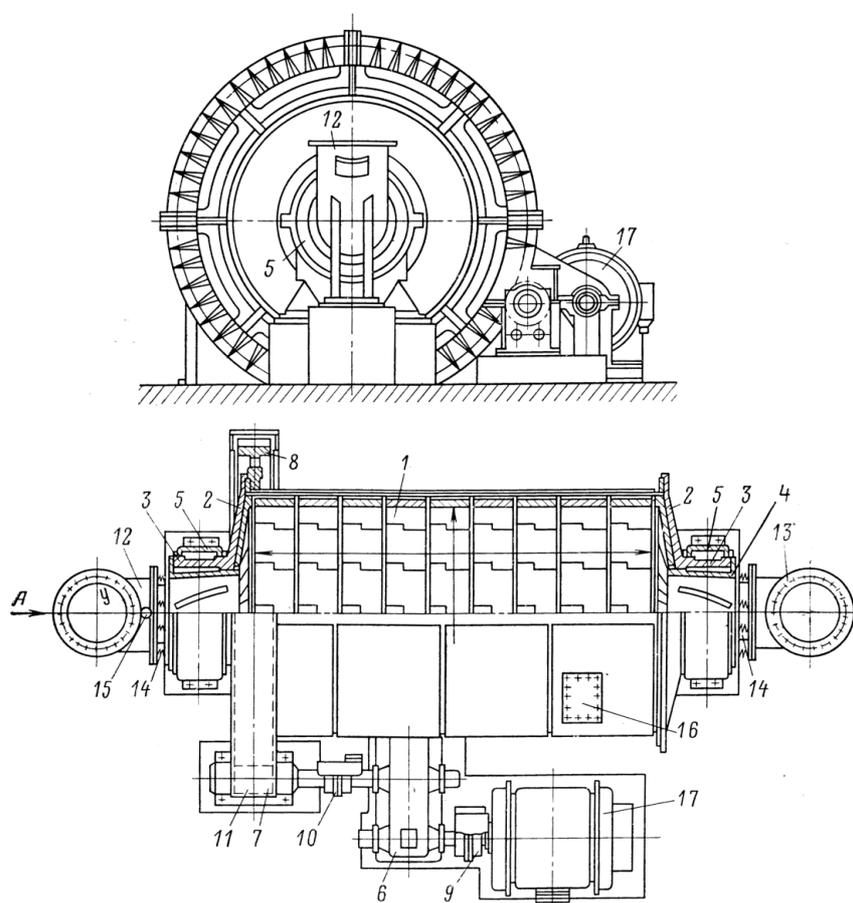
Основные типы мельниц, применяемых в теплоэнергетике:

- шаровые барабанные мельницы (ШБМ);
- среднеходные мельницы (СМ);
- молотковые мельницы (ММ);
- мельницы-вентиляторы (М-В).

В *шаровых барабанных мельницах* (рисунок 3.4) при вращении барабана за счет центробежных сил шары поднимаются

вверх и, достигнув некоторой максимальной высоты, отрываются от стенки барабана и по параболе падают вниз на угольный слой, производя работу измельчения топлива.

Таким образом, в ШБМ разmol происходит главным образом за счет удара падающих стальных шаров на практически неподвижное относительно шаров топливо, лежащее на внутренней броневой поверхности барабана; кроме разmола ударом в ШБМ имеет место также измельчение за счет истирания перекатывающимися после удара шарами по слою топлива.



1 – барабан; 2 – торцевые стенки; 3 – полые цапфы; 4 – втулки; 5 – коренные подшипники; 6 – редуктор; 7 – шестерня; 8 – зубчатое колесо; 9, 10 – муфты; 11 – защитный металлический кожух зубчатой передачи; 12 – углеподающий патрубок; 13 – пылевыдающий патрубок; 14 – сальниковые уплотнения; 15 – штуцер возврата; 16 – монтажный люк; 17 – электродвигатель привода мельницы

Рисунок 3.4 – Шаровая барабанная мельница

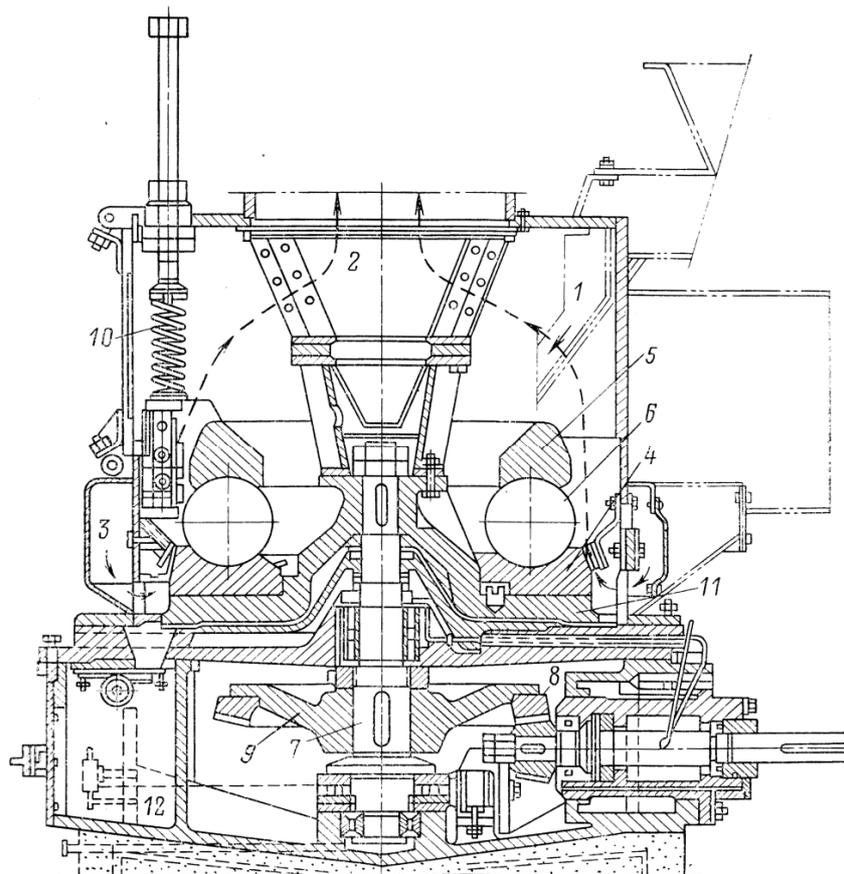
С повышением частоты вращения степень измельчения сначала возрастает, достигает оптимального значения, а потом начинает падать и при достижении критического значения падает до нуля. По частоте вращения ШБМ относятся к тихоходным мельницам.

На работу ШБМ существенное влияние оказывает режим вентиляции: при малых скоростях воздуха вынос пыли затруднён, при больших скоростях имеет место вынос крупных частиц.

Область применения шаровых барабанных мельниц весьма широка, они применяются для парогенераторов любой паропроизводительности (от 20 т/ч и выше) и являются универсальными мельницами, пригодными для размолва всех видов твердых топлив, не боятся износа, просты и надежны в эксплуатации. Однако из-за повышенного расхода электроэнергии на размол и значительной металлоемкости шаровые барабанные мельницы применяются для размолва малореакционного трудноразмалываемого топлива типа АШ и тощих углей.

Схема *среднеходной шаровой мельницы* представлена на рисунке 3.5. Эти мельницы получили свое название в связи с тем, что в них частота вращения ротора находится в пределах 100-300 об/мин (т.е. является средней между частотой в тихоходных и быстроходных мельницах), измельчение осуществляется по принципу раздавливания за счет воздействия на куски топлива (расположенные на вращающемся размольном столе) прижимаемых с большой силой мелющих тел – стальных шаров или валков.

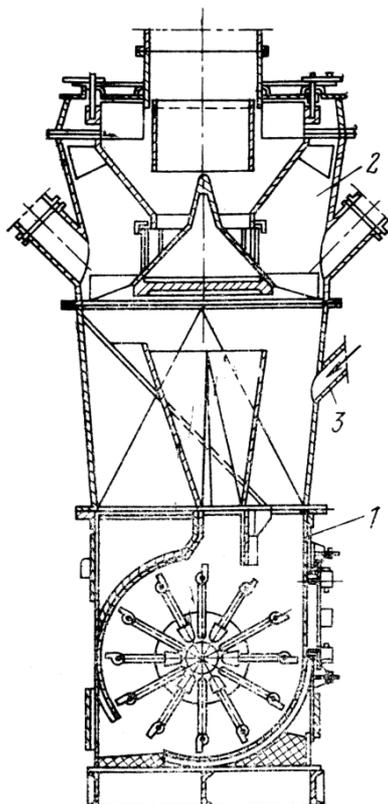
Среднеходные мельницы являются компактными и экономичными размольными устройствами. Недостатками являются сложность конструкции и повышенные затраты на ремонт с износом мелющих органов. Область их рационального применения ограничивается относительно мягкими сухими каменными углями.



1 – течка сырого угля; 2 – вращающийся сепаратор; 3 – короб подачи горючего воздуха; 4 – нижнее размольное кольцо; 5 – верхнее размольное кольцо; 6 – мелющие шары; 7 – вал мельницы; 8, 9 – конические шестерни привода; 10 – нажимные пружины; 11 – ярмо-тарелка (размольный стол); 12 – сборник металлических отходов

Рисунок 3.5 – Среднеходная шаровая мельница

В *молотковых мельницах* (рисунок 3.6) измельчение осуществляется главным образом за счет удара быстровращающихся шарнирно закрепленных на роторе мельницы мелющих тел – стальных молотков по частицам топлива, поступающим с небольшой скоростью в пространство между молотками и неподвижным корпусом мельницы; кроме размола ударом в молотковых мельницах частично размол происходит также за счет раздавливания и истирания частиц топлива молотками мельницы.



1 – молотковая мельница; 2 – сепаратор пыли; 3 – ввод сырого топлива

Рисунок 3.6 – Молотковая мельница

По частоте вращения молотковые мельницы относятся к классу быстроходных мельниц, в них частота вращения ротора составляет от 600 до 1000 об/мин.

Одновременно с размолom происходит подсушка топлива, для чего в мельницу подается сушильный агент – воздух или газоздушная смесь. Тонкая пыль вместе с воздухом через амбразуру сепарирующей шахты поступает в топку, а крупные части выпадают из потока и снова направляются в мельницу.

В молотковую мельницу подаётся до 60-80 % общего количества воздуха. Шахта над мельницей является простейшим гравитационным сепаратором, где отсеивание пыли происходит под действием силы тяжести. Изменение скорости воздуха в шахте вызывает изменение конечной тонкости помола.

Область применения молотковых мельниц весьма значительна в связи с большей их экономичностью по сравнению с барабанными (удельный расход энергии на размол примерно в 1,5 раза меньше). Молотковые мельницы широко применяются для парогенераторов любой производительности, от 12 т/ч и выше, для размола большой группы высокорекреационных топлив, для которых эффективное воспламенение и выгорание может быть обеспечено при более грубом помоле. Сюда относятся: бурые угли, каменные угли, сланцы и фрезторф.

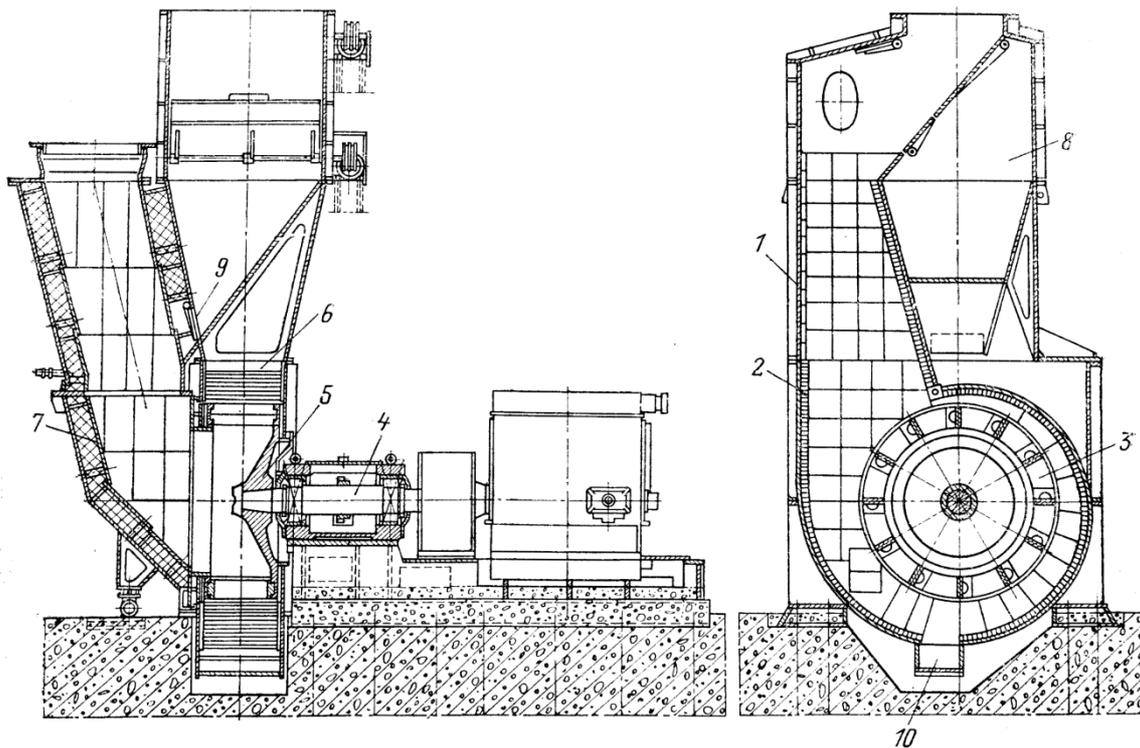
Недостатком является быстрый износ молотков, требующий частой их замены.

Достоинствами молотковых мельниц являются простота конструкции и компактность пылеприготовительной установки, а также более высокая экономичность размола, связанная с тем, что пыль имеет более высокий, чем в барабанных мельницах, коэффициент полидисперсности.

Мельницы-вентиляторы представляют собой центробежные вентиляторы простейшей конструкции с плоскими, радиально расположенными лопатками, приспособленные для одновременной работы и как вентиляторы, и как мельницы (рисунок 3.7). Размол топлива в мельницах-вентиляторах осуществляется практически по принципу чистого удара мелющих элементов – лопаток ротора о частицы топлива, поступающего вместе с сушильным газом к всасу мельницы-вентилятора.

В расположенной перед мельницей-вентилятором нисходящей шахте происходит интенсивная сушка топлива со съемом большой доли внешней влаги, а в зоне размола, т.е. между броневыми плитами-лопатками, идет дополнительная подсушка и эффективный размол подсушенного топлива.

По частоте вращения мельницы-вентиляторы относятся к классу быстроходных мельниц, в них скорость вращения ротора составляет величину от 600 до 1500 об/мин.



1 – корпус; 2 – броневые плиты; 3 – мельничное колесо; 4 – вал;
 5 – основной диск колеса; 6 – лопатки; 7 – нисходящая шахта мельницы;
 8 – сепаратор пыли центробежного типа; 9 – клапан-мигалка на трубе
 возврата; 10 – карман для отходов

Рисунок 3.7 – Мельница-вентилятор

Мельницы-вентиляторы применяются для размола мягких влажных бурых углей и фрезерного торфа в парогенераторах любой производительности от 12 т/ч.

Единичная производительность мельницы-вентилятора на буром угле может достигать 100 т/ч и более. Особенно целесообразно использование мельниц-вентиляторов для высоковлажных не очень твердых бурых углей и лигнитов. Достоинства мельниц-вентиляторов – простота конструкции, компактность. К недостаткам относится некоторая ограниченность области применения и недостаточная экономичность (на уровне ШБМ).

3.5 Системы пылеприготовления

Пылеприготовление представляет собой процесс превращения кускового топлива в пылевидное состояние. Сжигание топлива в пылевидном состоянии позволяет экономично использовать низкосортные топлива (бурые угли, антрацитовый штыб, торф, горючие сланцы, отходы углеобогащения).

3.5.1 Системы пылеприготовления электростанций

Пылевидное сжигание твердого топлива является основным способом его сжигания в топках парогенераторов мощных электростанций.

Системы пылеприготовления разделяются на *центральные* и *индивидуальные*.

Центральные в свою очередь подразделяются на схемы с центральной сушкой топлива при индивидуальном размоле и схемы с отдельно расположенным центральным пылезаводом (ЦПЗ), в котором производится и сушка и размол. Положительной особенностью центральной системы пылеприготовления является независимость размольных установок от работы парогенератора. Мельница может работать периодически, но с полной нагрузкой, когда удельный расход электроэнергии на пылеприготовление получается наименьшим. В топку пыль подается подсушенной до заданной влажности. Вместе с тем, центральное пылеприготовление отличается сложностью, высокой стоимостью и значительными эксплуатационными затратами, поэтому применяются очень редко. При такой схеме вместе с подсушивающим агентом в атмосферу выбрасывается и некоторое количество топлива.

Чаще всего используются индивидуальные системы пылеприготовления (СПИ) как наиболее простые и надежные.

Индивидуальная СПП характеризуется приготовлением пыли непосредственно у котла, при этом для сушки топлива и его пневмотранспорта используются либо горячий воздух, либо горячие дымовые газы.

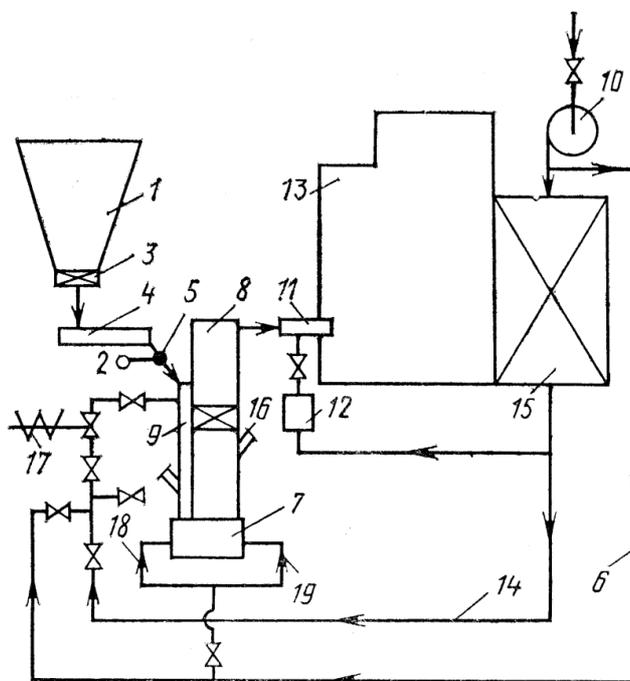
Индивидуальная система, в которой водяной пар, выделяющийся при сушке топлива, вместе с отработавшим сушильным агентом подается в топочную камеру, называется замкнутой по сушке. Система, в которой отработавший сушильный агент после тщательной очистки от угольной пыли выбрасывается через трубу в атмосферу, называется разомкнутой. Уловленная при этом пыль используется.

Индивидуальные системы пылеприготовления выполняются по двум схемам: с прямым вдувание пылевоздушной смеси в топку и с промежуточным бункером пыли.

В индивидуальной СПП с прямым вдуванием (рисунок 3.8) полученная в мельнице пыль направляется непосредственно в топку без каких-либо промежуточных запасов пыли. Схема с прямым вдуванием является всегда замкнутой, так как в ней отработанный влажный сушильный агент сбрасывается вместе с пылью в топку.

Дроблёное топливо направляется ленточным транспортёром в бункер сырого угля, откуда оно по течке попадает на автоматические весы и питатель сырого угля, который регулирует количество подаваемого в котёл топлива. Управление питателем ручное или автоматическое. Далее уголь подаётся в мельницу. Горячий (первичный) воздух, необходимый для подсушки топлива и его транспорта, с температурой 250-400°С поступает из короба горячего воздуха по воздухопроводу под некоторым давлением, а также под действием разрежения, создаваемого в мельнице вентилятором. Между мельницей и вентилятором установлен сепаратор, предназначенный для отделения крупных частиц пыли, которые по течке возвращаются в мельницу на домол. Готовая пыль заданной тонкости помола

вместе с увлажненным после удаления влаги воздухом при температуре 80-130°C вентилятором направляется в топку котла через пылевую горелку, в которую также подаётся вторичный воздух из короба.



1 – бункер сырого угля; 2 – клапан-мигалка; 3 – отсекающий шибер; 4 – питатель сырого угля; 5 – течка сырого угля; 6 – трубопровод присадки холодного воздуха; 7 – молотковая мельница; 8 – сепаратор; 9 – устройство для нисходящей сушки; 10 – дутьевой вентилятор; 11 – горелка; 12 – короб вторичного воздуха; 13 – котел; 14 – воздухопровод горячего воздуха; 15 – воздухонагреватель; 16 – взрывной клапан; 17 – шибер с быстрозакрывающимся устройством; 18 – атмосферный клапан; 19 – трубопровод холодного воздуха для уплотнения вала мельницы

Рисунок 3.8 – Индивидуальная замкнутая схема пылеприготовления с прямым вдуванием

Количество первичного воздуха определяется характеристиками топлива, прежде всего, его влажностью и выходом летучих, и может составлять от 15 до 50 % от общего расхода воздуха.

Индивидуальная СПП с прямым вдуванием отличается жёсткой связью мельничного оборудования с котлом, что

повышает требования к надежности пылесистемы. Изменение нагрузки котла требует и изменения режима работы мельницы. При работе на пониженной нагрузке мельница оказывается недогруженной, что может отразиться на тонкости помола. Поэтому индивидуальные СПП с прямым вдуванием применяются, как правило, при работе на высокорекреационных бурых и каменных углях, допускающих грубый помол.

Явный недостаток такой схемы – зависимость между работой мельницы и нагрузкой котла. При отказе мельницы последует остановка котла. Поэтому установленное количество мельниц должно быть не менее трёх, при этом, в случае отключения любой из них, остальные должны обеспечивать 90 % нагрузки котла. При снижении нагрузки котла снижается и нагрузка мельницы, что влечёт за собой увеличение удельного расхода электроэнергии на размол. Недостатком также является интенсивный износ рабочих лопаток, и корпуса мельничного вентилятора вследствие абразивного действия частичек пыли, движущихся через вентилятор с большой скоростью.

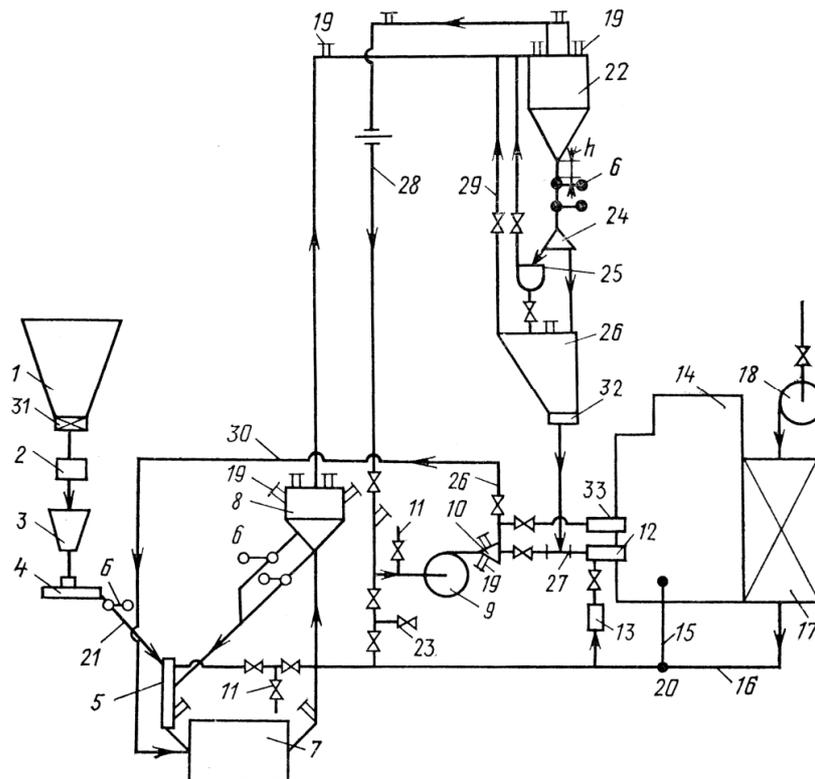
К достоинствам относятся простота и удобство эксплуатации, а также относительно невысокая стоимость.

Особенностью и основным достоинством *индивидуальной СПП с промежуточным пылевым бункером* (рисунок 3.9) является её независимость от режима работы котла.

Схема состоит из двух частей: самой системы пылеприготовления преимущественно с шаровыми барабанными мельницами, действующей самостоятельно, и системы пылеподачи в топку.

Готовая угольная пыль из сепаратора под действием вентилятора направляется в циклон, где происходит её осаждение и отделение от транспортирующего воздуха. Пыль из циклона по течке опускается в промежуточный пылевой бункер или пылевой шнек для направления в бункер соседнего котла. Увлажненный сушильный агент (воздух с температурой 80-100°C), содержащий

от 10 до 15% самой мелкой угольной пыли, мельничным вентилятором по пылепроводу направляется в топку котла через пылевую горелку, к которой также подводится вторичный воздух из короба. Пыль из бункера в соответствии с нагрузкой котла подаётся в пылепроводы при помощи питателей пыли, которые регулируются автоматически или вручную, изменяя количество подаваемой пыли. Мельничный вентилятор создает разрежение в системе, что исключает выброс пыли.



1 – бункер сырого угля; 2 – весовой бункер; 3 – автовесы; 4 – питатель сырого угля; 5 – устройство для нисходящей сушки; 6 – клапан-мигалка; 7 – мельница; 8 – сепаратор; 9 – мельничный вентилятор; 10 – короб первичного воздуха; 11 – клапан присадки холодного воздуха; 12 – горелка основная; 13 – короб вторичного воздуха; 14 – котел; 15 – газопровод топочных газов; 16 – воздухопровод горячего воздуха; 17 – воздухоподогреватель; 18 – дутьевой вентилятор; 19 – взрывной клапан; 20 – смешительная камера; 21 – течка сырого угля; 22 – циклон; 23 – атмосферный шнек; 24 – перекидной шибер; 25 – реверсивный шнек; 26 – бункер пыли; 27 – смешитель пыли с воздухом; 28 – измерительная шайба; 29 – трубопровод влагоотсоса; 30 – трубопровод циркуляции; 31 – отсекающий шибер; 32 – питатель пыли; 33 – горелка сбросная

Рисунок 3.9 – Схема пылеприготовления с промежуточным бункером

Схемы с пылевым бункером выполняют как замкнутыми, так и разомкнутыми.

Индивидуальная замкнутая схема с пылевым бункером применяется чаще всего с шаровыми барабанными мельницами при работе парогенераторов как с базовой, так и с переменной нагрузками. В последнем случае установленные на парогенераторе шаровые барабанные мельницы работают с максимальной производительностью, накапливая пыль в пылевом бункере и передавая ее реверсивным шнеком в пылесистемы соседних парогенераторов. Эти схемы нецелесообразны при высокой влажности топлива вследствие повышения потерь тепла в парогенераторе, а также вследствие неустойчивости процесса горения, особенно в топке с жидким шлакоудалением.

Индивидуальная разомкнутая схема с пылевым промежуточным бункером применяется при размоле высоковлажных топлив для: топок с сухим и предпочтительнее, с жидким шлакоудалением. Усложнение и удорожание схемы компенсируется при этом повышением КПД парогенератора за счет уменьшения потери тепла вследствие уменьшения объема дымовых газов, а также потерь тепла вследствие повышения устойчивости горения подсушенного топлива. В связи с повышением температурного напора при сушке топлива отходящими газами парогенератора несколько сокращаются поверхности нагрева парогенератора.

Значительное преимущество СПП с промежуточным бункером по сравнению со схемой с прямым вдуванием заключается в том, что нагрузка мельниц не связана непосредственно с нагрузкой котла, так как даже при полностью остановленных мельницах котёл продолжает работать за счёт запаса пыли в бункере. И, наоборот, при снижении нагрузки котла мельницы могут работать с полной нагрузкой, наполняя бункер пылью, а при полном бункере могут отдавать пыль соседним котлам, используя при этом пылевой шнек.

Возможность маневрирования при этой схеме значительно больше, что способствует снижению удельного расхода электроэнергии на размол топлива.

Индивидуальные СПП с промежуточным бункером применяются для мощных парогенераторов при работе на тощих и малореакционных углях, требующих тонкого помола. Мельничный вентилятор находится здесь в более благоприятных условиях в связи с тем, что основная масса пыли через вентилятор не проходит.

К недостаткам такой схемы можно отнести сложность и громоздкость оборудования, повышенное гидравлическое сопротивление из-за наличия большого количества пылепроводов и воздухопроводов и, как следствие более высокие затраты на оборудование и транспорт пыли. Однако благодаря обеспечению высокой надёжности данные схемы получили широкое распространение.

В системе пылеприготовления, кроме основного оборудования – собственно мельниц, имеется ряд вспомогательных элементов: *сепаратор, циклон, клапаны-мигалки* – которые непосредственно влияют на эффективность работы мельниц; пылепитатели, пыледелители – влияют на равномерность выдачи пыли в горелочные устройства топки, что оказывает влияние на стабильности работы парогенератора.

К существенным элементам системы пылеприготовления относятся также так называемые взрывные клапаны, устанавливаемые в различных местах тракта движения топлива и пыли: на устройстве для нисходящей сушки топлива, на трубопроводах между мельницей и сепаратором, между сепаратором и циклоном, между циклоном и мельничным вентилятором, а также на сепараторе, циклоне, пылевом бункере, на распределительном коробе первичного воздуха и др.

Назначение взрывных клапанов, автоматически раскрывающихся в моменты резкого повышения давления при взрывах угольной пыли в пылесистеме – защищать элементы оборудования от повреждения.

3.5.2 Вдувание угольной пыли в доменном производстве

Вдувание угольной пыли остается наиболее перспективным энергосберегающим мероприятием в доменном производстве. Угольная пыль в доменной печи может заменить 100% природного газа и до 20...40% кокса. При этом производительность печи возрастает, а также появляется возможность оперативного влияния на температурное состояние горна.

Существует несколько основных типов установок вдувания угольной пыли в горн доменной печи.

Система типа "I". Наиболее распространенный тип установки. Включает бункер запаса, промежуточный бункер, питающий резервуар, группу аэрационных или механических питателей, группу (как правило) индивидуальных пылепроводов, узлы ввода угольной пыли в доменную печь. Для доменных печей большого объема имеет место дублирование оборудования с подачей угольной пыли в четные и нечетные фурмы от разных установок. Недостатками такого типа установок являются: необходимость близкого расположения от доменной печи (70...90 м); создание значительного запаса угольной пыли (до 500 т) в бункере запаса, что требует значительных капитальных и материальных затрат. Бункер запаса должен быть постоянно заполнен азотом и находится под постоянным автоматизированным контролем; сложность организации точного взвешивания промежуточного бункера и питающего резервуара, вследствие постоянного изменения давлений; организация сложной системы автоматизированного контроля расхода и

распределения угольной пыли по фурмам доменной печи. К неоспоримым достоинствам следует отнести простоту технологии и возможность использования низкого давления (0,4 МПа) сжатого осушенного агента.

Система типа "II". Также распространенный тип установок. Включает бункер запаса, два (или три – один резервный) питающих резервуара, магистральный пылепровод, делитель потока, участок индивидуальной разводки по фурмам, узлы ввода в фурмы. Для доменных печей большого объема имеет место дублирование оборудования. Принцип дозирования – аэрационный.

Недостатками такого типа установок являются: необходимость использования высокого давления (1,8 МПа) транспортирующего агента; высокие требования к системе контроля и автоматизации систем пневмотранспортирования; высокие требования к системе пневмотранспорта и делителям потока для обеспечения приемлемой равномерности распределения угольной пыли по фурмам доменной печи; сложность организации управляемого распределения угольной пыли по фурмам доменной печи. К достоинствам такого типа установок можно отнести возможность их размещения на значительном расстоянии от доменных печей 200...800 м. Известен случай размещения установки за 2 км от доменной печи.

Кроме того, достаточно просто организовать процесс взвешивания питающих резервуаров и, таким образом, получить информацию об общем массовом расходе угольной пыли.

Система типа "III". Малораспространенный тип установки. Включает в себя бункер запаса, два пневмонасоса, магистральный пылепровод, питающий резервуар, группу аэрационных питателей, группу индивидуальных пылепроводов, узлы ввода угольной пыли в фурмы доменной печи. Указанная система имеет достоинства системы "I": простота в конструкции

и реализации; имеет индивидуальный принцип распределения угольной пыли по фурмам; имеет практически такой же питающий резервуар, а также достоинства системы "II": компактность; возможность размещения установки вдали от доменных печей; лучшие условия контроля общего расхода угольной пыли. Кроме того, требования к точности дозирования (95 %) общего расхода угольной пыли, как при использовании делителей потока, отсутствуют. Достаточно обеспечить (70...80 %) точность, так как в питающем резервуаре есть возможность сглаживать такие колебания общего расхода.

В зависимости от возможного уровня затрат можно добиваться определенной "технологичности" оборудования установок. Нет смысла создавать установку "мирового уровня" для того, чтобы вдуть 70...100 кг угольной пыли на 1 т чугуна. Но возможность наращивания технологических характеристик установки во время поэтапного освоения технологии доменной плавки с использованием угольной пыли, позволит распределить затраты во времени и добиться получения окупаемости оборудования на всех этапах его освоения. Указанным требованиям наибольшим образом отвечает система "III" вдувания угольной пыли, которая может быть реализована с блоком помола угля (рисунок 3.10) и без него (рисунок 3.11) (при поставке готового пылеугольного топлива).

Блок приготовления угольной пыли целесообразно построить на базе тарельчато-шаровых мельниц, имеющих встроенный динамический сепаратор и отличающихся значительным межремонтным ресурсом работы (до 40 000 часов). В здании блока приготовления непосредственно под бункером запаса угольной пыли целесообразно расположить блок дозирования аэросмеси угольной пыли. Блоки можно расположить на расстоянии 250...500 метров от доменных печей.

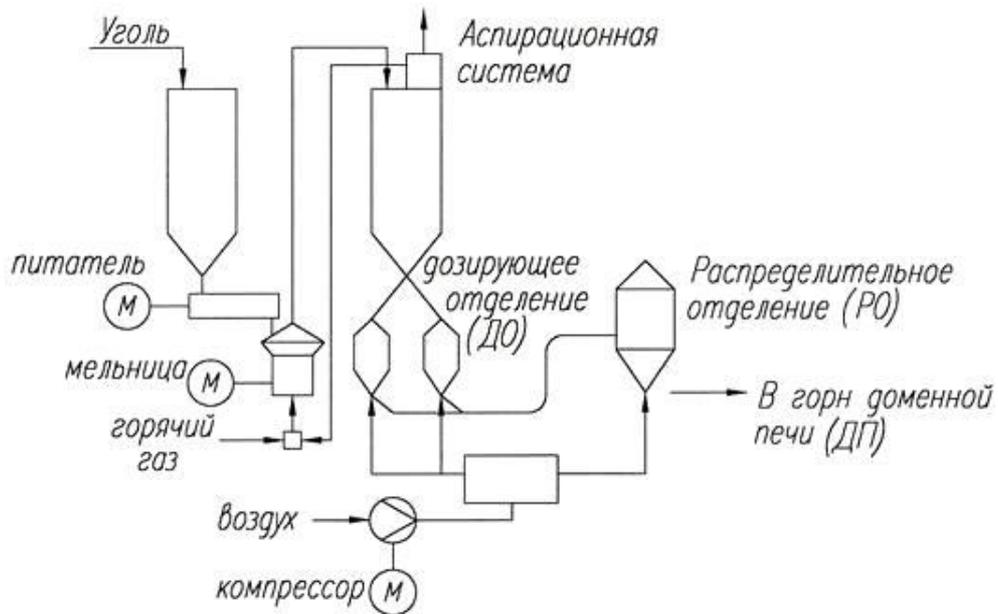


Рисунок 3.10 – Принципиальная схема установки вдувания пылеугольного топлива в горн доменных печей (с помолом угля)

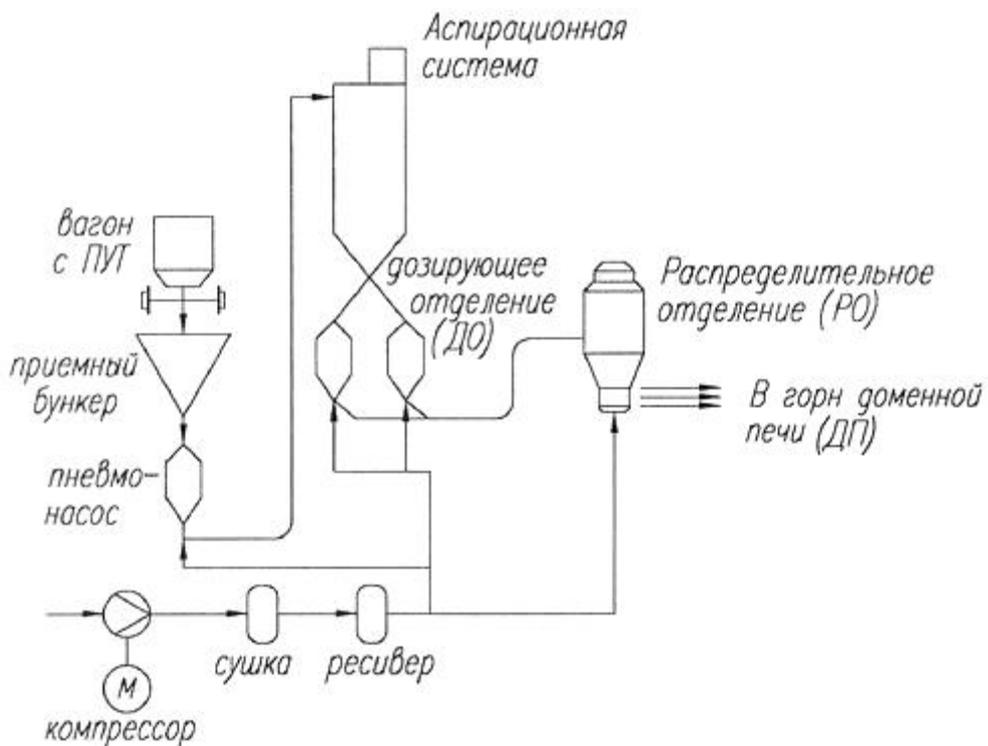


Рисунок 3.11 – Принципиальная схема установки вдувания пылеугольного топлива в горн доменных печей (без помола угля)

Блок распределения аэросмеси угольной пыли можно расположить на расстоянии 50...80 метров от доменных печей. Блок конструктивно может быть выполнен как бункер-распределитель с группой аэрационных питателей соединенных индивидуально с фурмами доменной печи. Вследствие малых габаритных размеров блок может быть размещен на открылке литейного двора или в непосредственной близости от него без строительства отдельных капитальных сооружений. Узлы ввода угольной пыли в фурмы доменной печи при удельном ее расходе до 80...100 кг/т чугуна целесообразно использовать без значительных конструктивных изменений и без индивидуального подвода кислорода. Предполагаемый комплекс может работать уже на первом этапе в «безлюдном» режиме с обеспечением контроля с поста управления доменной печью. Для нескольких доменных печей одного доменного цеха предполагается один блок приготовления угольной пыли и несколько блоков дозирования и распределения (по числу доменных печей).

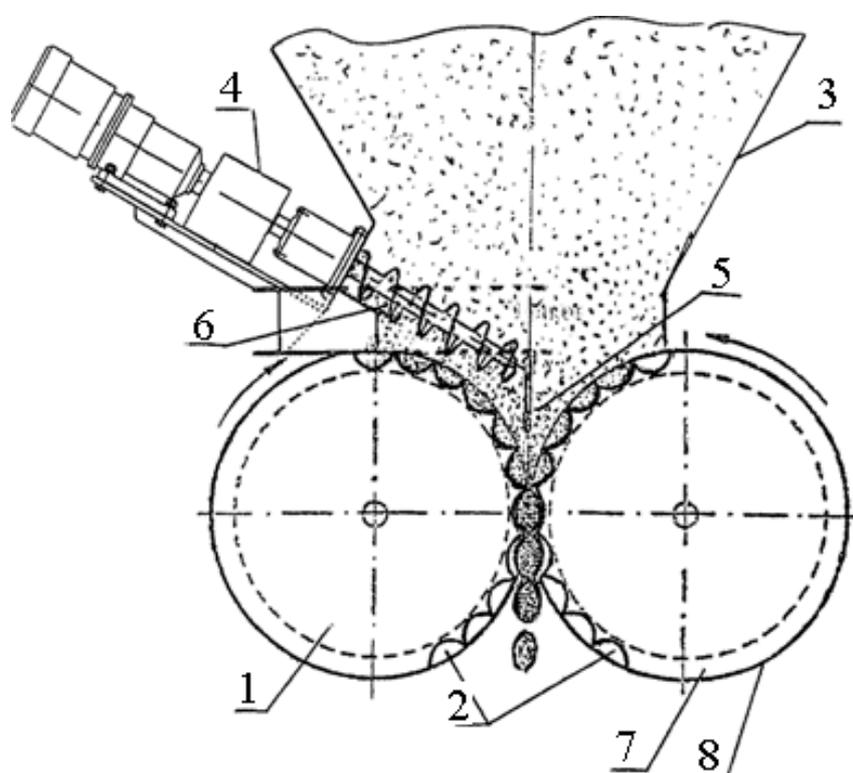
Дальнейшее снижение удельных затрат возможно при кооперации нескольких металлургических предприятий для строительства общей пылефабрики и доставки угольной пыли в герметичных контейнерах в отдельные доменные цеха. Такой способ позволит рентабельно использовать угольную пыль даже в малых доменных цехах.

3.6 Брикетирование

Брикетирование состоит в том, что топливная мелочь (штыб бурых и каменных углей, фрезерный торф, опилки и др.) прессованием превращается в куски правильной формы – брикеты массой от 0,1 до 8 кг. Прессованию предшествует сушка угольной мелочи до остаточной влажности 12...16% для бурых углей и 2...4% для каменных углей. Молодые бурые угли брикетируют, как правило, без добавки связующих веществ при

удельных давлениях 98...120 МПа. Каменные угли, антрацитовый штыб и фрезерный торф брикетируют с добавкой 5...7% каменноугольной смолы при удельном давлении 9,8...39 МПа. Брикеты обладают высокой механической прочностью и устойчивостью против выветривания и самовозгорания при длительном хранении. Основными агрегатами технологического оборудования для производства брикетов являются брикетные прессы.

На рисунке 3.12 представлен валковый пресс для брикетирования.



1 – вращающиеся валки; 2 – формирующие ячейки; 3 – загрузочный бункер-распределитель; 4 – шнековый питатель; 5 – зона угла захвата брикетной смеси; 6 – шнек; 7 – барабан; 8 – бандаж

Рисунок 3.12 – Валковый пресс для брикетирования

Валковый пресс для брикетирования полидисперсных сыпучих материалов работает следующим образом. Прессование

на валковом прессе происходит непрерывно, в пространстве между вращающимися валками. Валки выполняют идентичными, устанавливаются друг против друга попарно с возможностью встречного вращения и содержат барабан, на который надет бандаж, на боковой поверхности которого выполнены, например фрезерованием, формующие ячейки в виде симметричных полуформ будущих брикетов. Подготовленную к прессованию брикетную смесь (смесь прессуемого материала со связующим веществом) подают в вертикальный загрузочный бункер-распределитель. Брикетная смесь вертикально падает в бункер, скапливается в его нижней части над шнеком шнекового питателя и уплотняется под тяжестью собственного веса. Шнек питателя подхватывает предварительно уплотненную брикетную смесь и, вращаясь, продвигает к выходному отверстию бункера, одновременно дополнительно уплотняя ее. В результате, из выходного отверстия бункера-распределителя в пространство между валками подается предварительно уплотненная брикетная смесь и заполняет формующие ячейки валков, формующая поверхность которых покрыта материалом подложки, захваченным формующими ячейками при вращении валков. Ячейки при вращении валков сближаются, производя, таким образом, обжатие брикетной смеси. Ниже линии центров валков формующие ячейки расходятся и спрессованные брикеты за счет свойства упругости и под действием силы тяжести выпадают из ячеек. При этом брикеты имеют оболочку из материала подложки.

Теплота сгорания брикетированного топлива вследствие снижения влажности и добавки связующих органических веществ выше теплоты сгорания исходного топливного материала. Сжигание брикетированного топлива в топках на колосниковых решетках осуществляется при меньших потерях. Угольные брикеты (рисунок 3.13) используются как энергетическое топливо, в быту, а также в качестве

технологического сырья для химической промышленности.



Рисунок 3.13 – Внешний вид угольных брикетов

4 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГОРЕНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Процесс горения твердого топлива включает в себя несколько стадий:

- предварительный прогрев топлива и испарение гигроскопической влаги;
- пирогенное разложение сложных высокомолекулярных соединений и выделение летучих веществ;
- горение летучих веществ в районе куска (частицы) твердого топлива, что вызывает его дальнейший нагрев;
- воспламенение коксовой частицы при температуре 800-1000°С;
- выгорание коксовой частицы.

При этом необходимо отметить, что воспламенение летучих происходит при наличии окислителя и при условии, что температура газовой среды, окружающей частицу превышает температуру воспламенения горючих газообразных соединений, входящих в состав летучих.

Таким образом, чем выше выход летучих веществ, тем легче зажигание твердого топлива. Эта закономерность наблюдается на практике: топливо с высоким выходом летучих, например, бурый уголь, каменный уголь марок Д и Г воспламеняются чрезвычайно легко, в то время как антрацит, имеющий в классе твердых топлив наименьший выход летучих (менее 9%) воспламеняется крайне тяжело.

Реальное топливо имеет полидисперсный состав, что наиболее ярко проявляется для угольной пыли. Поэтому при горении прогрев частиц твердого топлива и все перечисленные выше процессы протекают для разных частиц неодновременно и накладываются друг на друга.

Процесс горения кокосовой частицы играет решающую роль при оценке суммарного времени горения топлива и общего тепловыделения. Даже для топлив с наибольшим выходом летучих доля тепла от выгорания кокосовой частицы превышает 60% от общего тепловыделения.

Доля нелетучего углерода, который остается после выделения летучих может быть ориентировочно определена как:

$$C_{nr} = C^P - 0,375 \cdot O^P - 3 \cdot H^P - 0,1875 \cdot k_s \cdot S^P.$$

В качестве летучих газов в зоне возгонки выделяются: H_2S , CH_4 , H_2 , N_2 , CO_2 , H_2O , C_mH_n и др. Причем в процессе термического разложения твердых топлив сначала выделяются влага, затем тяжелые углеводороды, что сопровождается выходом смол, по мере увеличения температуры процесса выделяются более легкие соединения. В работе [1] предложено считать, что итоговый состав летучих включает в себя H_2S , CH_4 , N_2 , CO_2 , H_2O . Выход этих компонентов (m^3/kg) можно рассчитать по следующим формулам:

$$V_{H_2S} = 0,007 \cdot k_s \cdot S^P;$$

$$V_{CH_4} = 0,056 \cdot H^P - 0,0035 \cdot k_s \cdot S^P;$$

$$V_{N_2} = 0,008 \cdot N^P;$$

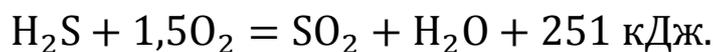
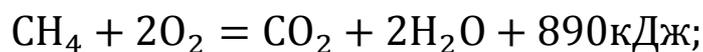
$$V_{CO_2} = 0,007 \cdot O^P;$$

$$V_{H_2O} = 0,0124 \cdot W^P,$$

где C^P , H^P , N^P , O^P , S^P , W^P – содержание углерода, водорода, азота, кислорода, серы, влаги в рабочем составе топлива соответственно;

k_s – коэффициент, характеризующий распределение серы между соединениями. Принимается равным 0,1-0,5.

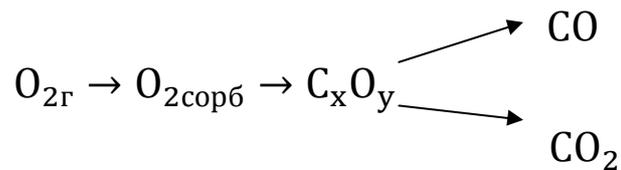
Горение летучих соединений протекает по следующим итоговым реакциям:



Горение коксового остатка топливной частицы является наиболее продолжительным этапом выгорания топлива. Этот процесс определяется как кинетикой горения, так и диффузионным переносом кислорода и продуктов горения у поверхности частицы.

Кинетика горения коксовой частицы. На кинетику горения большое влияние оказывает структура углеродного материала. Углерод кокса – практически чистый углеродный материал, по своей структуре близкий к графиту, представляющему собой аморфное углеродное образование со структурой, состоящей из хаотически расположенных кристаллитов. Размеры кристаллитов в графите варьируются в пределах от десяти до десятков тысяч ангстрем. Также, необходимо отметить, что поверхность коксового остатка частицы топлива изрезана огромным количеством микротрещин и пор разнообразной формы и структуры. Поры, проникая глубоко внутрь углеродной частицы и соединяясь между собой, образуют значительную внутреннюю поверхность, которая в ряде случаев превышает внешнюю. Если организован доступ окислителя к внутренней поверхности частицы происходит внутренне реагирование. В настоящее время принято считать, что механизм взаимодействия поверхности углеродной частицы (наружной поверхности или внутренней) с окислителем O_2 , CO_2 , H_2O протекает с участием промежуточных нестабильных образований, которые в течение некоторого времени находятся в адсорбированном состоянии на наружной поверхности углеродного массива или внутри пор. При этом адсорбционные процессы протекают по механизму хемосорбции, при которой атомы, образующие поверхность твердого материала стремятся образовать химические связи с веществом, соприкасающейся с ним фазы.

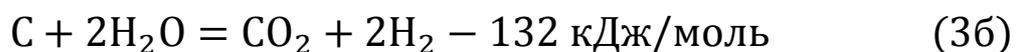
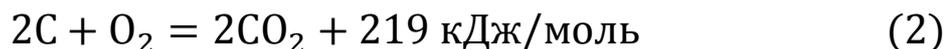
Сорбционный механизм взаимодействия кислорода с углеродом может быть представлен при помощи следующей упрощенной схемы:



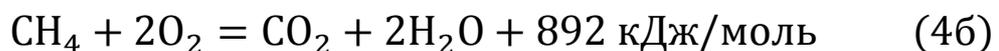
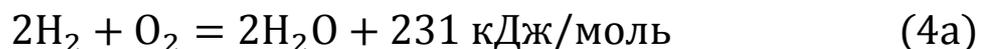
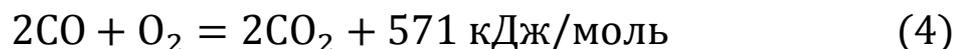
Скорость протекания данного сорбционного процесса определяется температурой и структурой углеродной поверхности, и при высоких температурах он протекает практически мгновенно.

Механизм выгорания углеродных частиц достаточно сложен. В настоящее время принята схема для его описания, учитывающая возможность протекания следующих химических реакций:

- на наружной поверхности и внутри пор



- в условиях встречной диффузии продуктов неполного сгорания от поверхности углеродной частицы в поток окислителя, диффундирующего им навстречу из окружающего объема



Большинство исследователей полагают, что для реакций углерода с O_2 , CO_2 , H_2O (уравнения 1, 2, 3-3в) в широком диапазоне температур можно принимать первый порядок. То есть с точки зрения кинетики процесса скорость этих реакций описывается уравнением следующего вида:

$$W = k \cdot C_{по},$$

где k – константа скорости поверхностной реакции,

$C_{\text{по}}$ – концентрация реагирующего компонента у поверхности частицы.

Скорость гомогенных реакций в общем случае зависит от концентрации обоих реагирующих компонентов. Однако доказано, что скорость горения CO, H₂ и CH₄ определяется содержанием этих компонентов и только при малых концентрациях кислорода начинает зависеть от содержания последнего. Поэтому для высокотемпературного горения для реакций (4-4в) можно принять первый порядок относительно компонента находящегося в недостатке.

Тогда с учетом первого порядка изучаемых поверхностных реакций моментальная скорость расходования компонентов (кмоль/(м²·с)) по ним определяется как:

$$dG_i = C_i \cdot k_{0i} \cdot \exp\left(-\frac{E_i}{R \cdot T}\right) \cdot d\tau,$$

где k_0 – предэкспоненциальный множитель в зависимости Аррениуса, м/с;

C – концентрация газообразного компонента, определяющего скорость реакции, кмоль/м³;

E – энергия активации изучаемой реакции, кДж/моль;

R – универсальная газовая постоянная, кДж/(моль·К);

T – температура протекания процесса, К;

i – индекс, указывающий на конкретную реакцию.

Для объемных реакций используем аналогичное выражение, с той разницей, что скорость расходования вещества определяется как кмоль/(м³·с), а константы скорости реакций имеют единицы измерения с⁻¹.

В настоящее время для обработки экспериментальных данных и расчетов скорости изучаемых реакций (1-4) принято использовать концепцию полюса, в котором сходятся линии зависимости констант скорости реакций от температуры. При этом устанавливается связь между константой скорости при

произвольной температуре и энергией активации или предэкспоненциальным множителем в уравнении Аррениуса и энергией активации.

Экспериментально установленные значения энергий активации, определяющих горение углеродной частицы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Энергия активации для различных реакций

Реакция	Значение E, кДж/моль	
	Электродного угля	Кокса разных топлив
$C + O_2 = CO_2$	210-90	140-75
$2C + O_2 = 2CO$	210-140	125-85
$C + CO_2 = 2CO$	100-360	200-100
$C + H_2O = CO + H_2$	160-330	140-180

В работах различных исследователей приводятся несколько отличающиеся координаты полюса, что приводит к разным расчетным выражениям. Одним из распространенных выражений для установления связи между k_0 и E является следующее:

$$\lg k_0 = 0,2 \cdot 10^{-4} \cdot E + 2.$$

Диффузионный перенос газообразных компонентов у поверхности частицы. Для описания массообменных процессов в окрестности горящей частицы принято использовать концепцию приведенной пленки, согласно которой в ядре потока, омывающего частицу имеет место интенсивный молярный перенос, вызванный турбулентными пульсациями, а в пределах условной пограничной пленки происходит только молекулярный перенос. Поэтому основной газовый поток можно считать однородным, а приведенная пограничная пленка является областью ярко выраженных градиентов температур, концентраций и парциальных давлений газообразных компонентов.

Поток вещества $\text{кмоль}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ к поверхности реагирующей частицы в соответствии с законами молярного и молекулярного переноса определяется как:

$$G = \alpha_D \cdot (C_{\text{ПО}} - C_{\text{ОБ}});$$

$$G = D \frac{C_{\text{ПО}} - C_{\text{ОБ}}}{\Delta},$$

где α_D – коэффициент молярного переноса, определяемый при помощи соответствующего критериального уравнения, $\text{м}/\text{с}$;

Δ – толщина приведенной пленки, м ;

D – коэффициент молекулярной диффузии, $\text{м}^2/\text{с}$;

$C_{\text{ПО}}, C_{\text{ОБ}}$ – концентрации изучаемого газообразного компонента у поверхности частицы и в основном газовом потоке соответственно, $\text{кмоль}/\text{м}^3$.

Таким образом, толщина приведенной пленки определяется как:

$$\Delta = \frac{D}{\alpha_D}.$$

Также имеет место, следующее важное соотношение, согласно которому:

$$\frac{\Delta}{\delta} = \frac{D}{\alpha_D \cdot \delta} = \frac{1}{\text{Nu}_D},$$

где δ – характерный размер углеродной частицы, м ;

Nu_D – диффузионный критерий Нуссельта, определяемый при помощи соответствующих критериальных уравнений.

Наибольшие значения скорости обдувания частиц топлива потоком воздуха имеют место при слоевом сжигании. При вихревом и факельном способах частицы топлива перемещаются с потоком дымовых газов и скорости обтекания их газовым потоком значительно ниже. Кроме того экспериментально доказано, что при факельном сжигании частица топлива окружена облаком продуктов сгорания, которое тормозит подвод кислорода к поверхности. В связи с этим на начальных этапах

развития теории горения предполагалось, что интенсификация горения при факельном способе сжигания объясняется исключительно увеличением суммарной реагирующей поверхности частиц. Однако дальнейшие экспериментальные исследования по теплообмену между малой сферической частицей и газовым потоком позволили получить следующую обобщенную критериальную зависимость:

$$Nu_D = 2 + 0,33 \cdot Re^{0,5},$$

где Re – критерий Рейнольдса, характеризующий режим течения среды и по своему физическому смыслу представляющий отношение сил инерции и вязкости.

Из данного уравнения видно, что для течений с $Re < 1$, соответствующих скорости витания мелких частиц $Nu \rightarrow 2$. Тогда справедливыми являются следующие соотношения:

$$Nu_D = \frac{\alpha_D \cdot \delta}{D} = 2; \quad (1)$$

$$\alpha_D = \frac{2 \cdot D}{\delta}. \quad (2)$$

Таким образом, из зависимости (2) следует, что коэффициент диффузионного массообмена обратно пропорционален диаметру частицы. Следовательно, при уменьшении размера топлива диффузия кислорода к поверхности частицы интенсифицируется.

Различные схемы протекания физико-химических процессов в пограничном слое. В зависимости от характера и глубины протекания процессов взаимодействия CO и H_2 с O_2 в пределах приведенной пленки выделяют три характерных случая:

- схема горящего пограничного слоя. Кислород, несмотря на взаимодействие с CO и H_2 достигает поверхности углеродной частицы и реагирует с ней. Такая схема процесса возможна при сравнительно невысоких температурах и небольшой толщине пограничного слоя;

- схема двойного горящего пограничного слоя. Кислород в пределах приведенной пленки полностью расходуется на окисление CO и H₂ и не достигает поверхности углеродной частицы. При этом выгорание углерода происходит только по восстановительным реакциям, при которых он взаимодействует с углекислотой и водяным паром. Пограничный слой делится на негорящую и горящую области, причем зона горения находится между зонами, в которых горение отсутствует. Обычно такая схема имеет место при высокой температуре процесса и горении сравнительно крупных частиц или при слоевом горении;

-схема с негорящим пограничным слоем. При этой схеме скорость горения CO и H₂ невелика и их горение в пределах приведенной пленки практически не влияет на распределение концентраций кислорода и других компонентов. В этом случае в пределах приведенной пленки протекают преимущественно диффузионные процессы, а горение CO и H₂ происходит в основном газовом потоке. Такая схема имеет место при горении мелких углеродных частиц в условиях умеренных температур 1200-1600 К.

Прогнозирование схемы процессов, протекающих в пределах приведенной пленки в конкретных условиях, выполняется при помощи критерия Семенова:

$$Se = \sqrt{\frac{k_4 \cdot \Delta^2}{D}} = \frac{\sqrt{k_4 \cdot D}}{\alpha_D},$$

где k_4 – константа скорости реакции (реакций) горения газообразных компонентов в пределах приведенной пленки.

При значениях критерия Семенова $Se \leq 0,4$ имеет место схема с негорящим пограничным слоем. Для области $0,4 < Se < 2$ процессы в приведенной пленке соответствуют схеме горящего пограничного слоя. При $Se \geq 2$ для анализа процессов используется схема двойного горящего пограничного слоя. Если $Se > 100$, зона в которой происходит горение CO и H₂

становится настолько тонкой, что эти реакции можно считать происходящими на какой-то поверхности внутри приведенной пленки.

Понятие о диффузионном и кинетическом режимах горения. Учитывая то, что диффузионный подвод кислорода к поверхности частицы и собственно химическая реакция являются последовательными процессами, вводится понятие эффективной константы скорости реакции:

$$k_{\text{эф}} = \frac{1}{\frac{1}{k} + \frac{1}{\alpha_D}},$$

где k – значение константы скорости условной итоговой реакции, описывающей совокупность всех протекающих (или отдельно выделенных) процессов.

В начальный период горения температура частицы недостаточно высока, а в окружающем частицу топливе содержится достаточное количество окислителя. Совершенствование аэродинамики топки или горелки не повлияет на ускорения этого этапа горения частицы. Таким образом, итоговая скорость горения частицы твердого топлива на начальном этапе зависит только от скорости химической реакции и определяется исключительно кинетикой $\alpha_D \gg k$. Эта область горения называется кинетической и для нее выполняется соотношение $k_{\text{эф}} \approx k$.

При дальнейшем протекании процесса горения выделяется теплота, что приводит к увеличению температуры частицы, а значит ускорению скорости химической реакции и потребления кислорода. Поэтому его концентрация у поверхности частицы непрерывно уменьшается, а скорость горения определяется только лишь скоростью диффузии кислорода к поверхности частицы, которая в малой степени зависит от температуры:

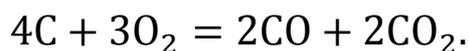
$$\alpha_D = A \cdot \sqrt{T}.$$

В процессе интенсификации горения концентрация кислорода у поверхности становится практически равной нулю, а скорость подвода кислорода к поверхности частицы становится практически постоянной, т.е. $\alpha_D \ll k$. Эта область горения называется диффузионной $k_{эф} \approx \alpha_D$. Ускорения горения в этой области можно достичь за счет интенсификации перемешивания топлива с воздухом (совершенствование газогорелочных устройств) или увеличения скорости обтекания частиц потоком воздуха (совершенствование аэродинамики топки).

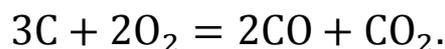
Также согласно зависимости (2) коэффициент молярного переноса обратно пропорционально зависит от характерного размера частицы. Поэтому, при сжигании пылеугольного топлива переход к диффузионному горению сдвигается в сторону более высоких температур.

Различают также переходную область горения, в которой скорости химической реакции и диффузии имеют примерно одинаковый порядок.

Особенности строения газовой среды в пределах приведенной пленки. Соотношение CO и CO₂ у поверхности частицы зависит от температуры газов в этой области и парциального давления кислорода в окружающем газовом пространстве. Так, при температуре в окрестности частицы 1200°C и наличии достаточного количества свободного кислорода в топочном пространстве совокупность протекающих химических реакций может быть описана следующим итоговым уравнением:



А при температуре выше 1500 °C



Таким образом, при повышении температуры в окрестности частицы доля CO у ее поверхности возрастает. При подаче в топочное пространство количества воздуха достаточного для

обеспечения нормального горения догорание CO происходит в потоке продуктов сгорания.

Влияние зольной оболочки на выгорание сферической углеродной частицы. При горении углеродной частицы возможны два варианта взаимодействия с золой составляющей:

- если температура горячей частицы достаточно высока, то зола будет собираться на ее поверхности в виде отдельных капель. При этом доля реакционной поверхности закрытой каплями будет невелика, а в случае если расплавленная зола не смачивает поверхность частицы, возможен срыв капель с ее поверхности;

- если температура горячей частицы не превышает температуру плавления золы, то на частице будет образовываться нарастающая во времени пористая зольная оболочка, в некоторой мере препятствующая подводу к поверхности углеродного массива кислорода и других газообразных компонентов. Это явление необходимо учитывать для высокоточных расчетов. Однако при сжигании твердых топлив с умеренной зольностью при выполнении инженерных расчетов влиянием зольной оболочки на время выгорания частицы можно пренебрегать.

Время выгорания сферической углеродной частицы. Экспериментально установлено, что время выгорания углеродной частицы в факеле зависит от того на какую величину ΔT ее температура превышает среднее значение температуры газового потока. Для определения этой величины можно воспользоваться следующей эмпирической зависимостью:

$$\Delta T = 0,206 \cdot (1900 - T_r)^{0,74} \cdot \delta^{-0,16} \cdot C_{O_2},$$

где T_r – значение температуры газового потока, К;

C_{O_2} – концентрация кислорода в газовом потоке, %;

δ – текущий размер частицы, м.

Время выгорания частицы зависит от схемы протекания процессов в приведенной пленке и от того происходит реагирование в кинетической или диффузионной области.

Ниже рассмотрены зависимости для определения времени выгорания углеродной частицы при схеме с негорящим пограничным слоем.

Время сгорания сферической углеродной частицы в кинетической области имеет линейную зависимость от начального размера частицы:

$$\tau = \frac{1}{2 \cdot M_C} \frac{\rho_{\text{ч}} \cdot R \cdot T^2}{k \cdot P_{1\Delta}} \cdot (\delta_0 - \delta_k),$$

где M_C – молярная масса углерода, кг/кмоль;

T – температура частицы, К;

k – итоговая константа скорости реакций взаимодействия углерода с кислородом, соответствующая температуре частицы, м/с;

$\rho_{\text{ч}}$ – плотность углеродной частицы, кг/м³;

$P_{1\Delta}$ – парциальное давление кислорода на границе приведенной пленки, Па;

δ_0, δ_k – начальный размер частицы и размер выгорания, до которого исследуется, м.

Время сгорания сферической углеродной частицы в диффузионной области имеет квадратичную зависимость от начального размера частицы:

$$\tau = \frac{1}{4 \cdot M_C} \frac{\rho_{\text{ч}} \cdot R \cdot T^2}{Nu_D \cdot D \cdot P_{1\Delta}} \cdot (\delta_0^2 - \delta_k^2).$$

5 СПОСОБЫ СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

В теплоэнергетических установках твердое топливо сжигается либо в слое, либо в объёме топочной камеры (камеры сгорания).

На рисунке 5.1 представлены разновидности способов сжигания твердого топлива.

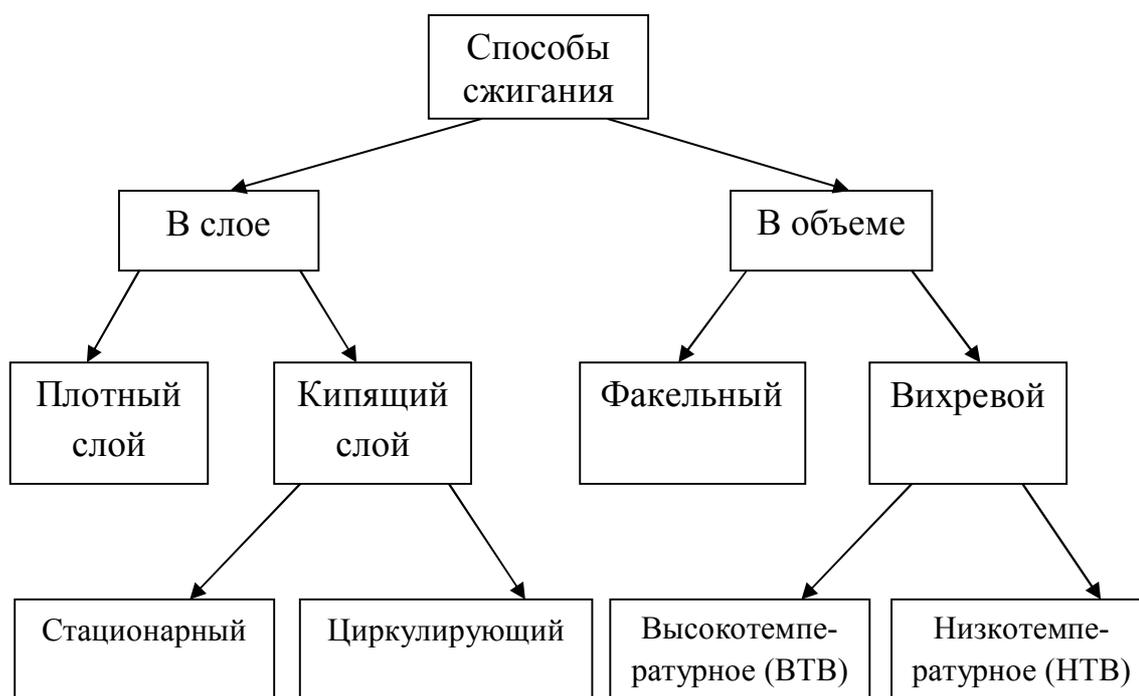


Рисунок 5.1 – Способы сжигания твердого топлива

5.1 Сжигание топлива в слое

При сжигании в *плотном слое* (рисунок 5.2) твёрдое топливо, загруженное слоем определённой толщины (высоты) на распределительную колосниковую решетку, поджигается и продувается (как правило, снизу вверх) воздухом. Основное горение происходит в слое, образованном кусками топлива. Над слоем в объёме топочной камеры горят летучие вещества,

выделяющиеся из топлива в процессе его прогрева (H_2 , CO , CH_4 и др.), а также догорают мелкие частицы, выносимые из слоя потоком воздуха и продуктов сгорания. Скорость газовоздушного потока в слое ограничивается пределом устойчивости его залегания. Увеличение скорости воздуха (а, следовательно, и скорости дымовых газов) сверх определенного предела вызывает взрыхление слоя, так как воздух, прорывающийся через слой в отдельных местах, образует кратеры. Поскольку в слой всегда загружается полидисперсное топливо, то это приводит к выносу большого количества более мелких частиц топлива, которые не успевают догореть в объеме топki, что вызывает увеличение потерь теплоты с механическим недожогом q_4 .

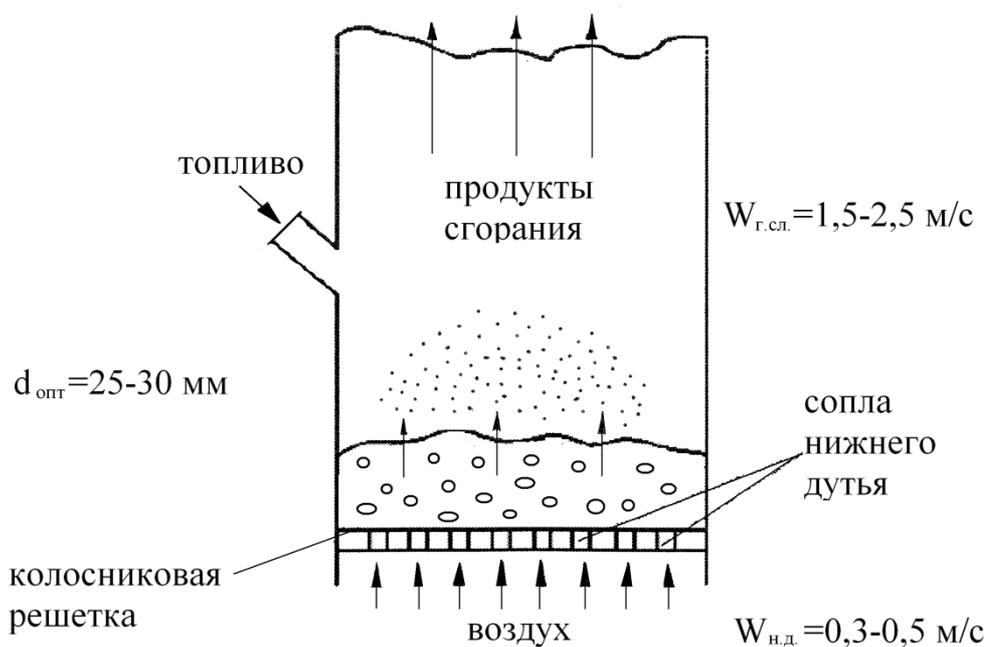


Рисунок 5.2 – Сжигание топлива в плотном слое

Зона, в пределах которой практически полностью расходуется кислород воздуха, подаваемого под слой, называется *кислородной* (рисунок 5.3): её высота составляет два-четыре диаметра кусков топлива $h_{кисл} = (2 - 4)\delta_k$.

Если высота слоя превышает высоту кислородной зоны, то за кислородной следует *восстановительная* зона, в которой протекают реакции восстановления CO_2 и H_2O на поверхности углеродных (коксовых) частиц: $\text{CO}_2 + \text{C} = 2\text{CO}$ и $\text{H}_2\text{O} + \text{C} = \text{CO} + \text{H}_2$.

В этом случае в состав дымовых газов, наряду с CO_2 , H_2O и N_2 , входят и горючие газы CO и H_2 , образовавшиеся не только в процессе выхода летучих, но и в результате восстановительных реакций CO_2 и H_2O , причём их концентрация возрастает по мере увеличения высоты восстановительной зоны.

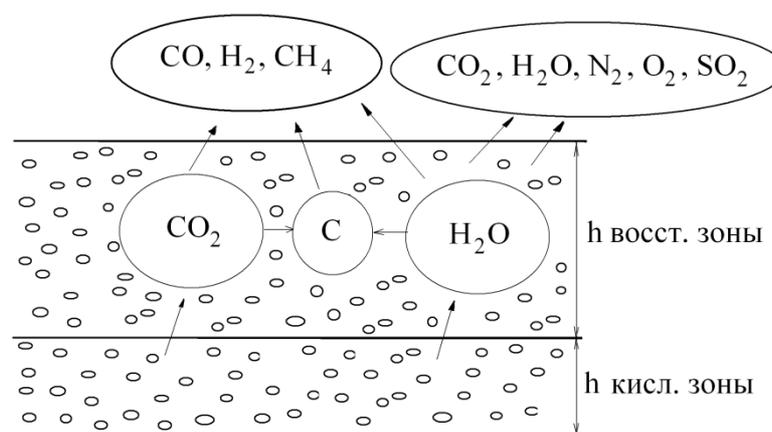


Рисунок 5.3 – Слой топлива

В слоевых топках высоту слоя следует поддерживать либо равной высоте кислородной зоны, либо несколько большей её. Для дожигания выносимой из слоя в топочный объём мелкодисперсной угольной пыли и продуктов неполного сгорания (H_2 , CO) осуществляется подача дополнительного воздуха над слоем топлива.

Топочные устройства для слоевого сжигания классифицируются в зависимости от способа подачи топлива, перемещения и шуровки слоя топлива на колосниковой решетке. Шуровка слоя необходима для удаления шлака и разрушения спеков (при сжигании спекающихся углей). В

немеханизированных топках, где все три операции осуществляются вручную, можно сжигать не более 400 кг/ч угля.

В промышленной теплоэнергетике большее распространение получили слоевые топки с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода (рисунок 5.4).

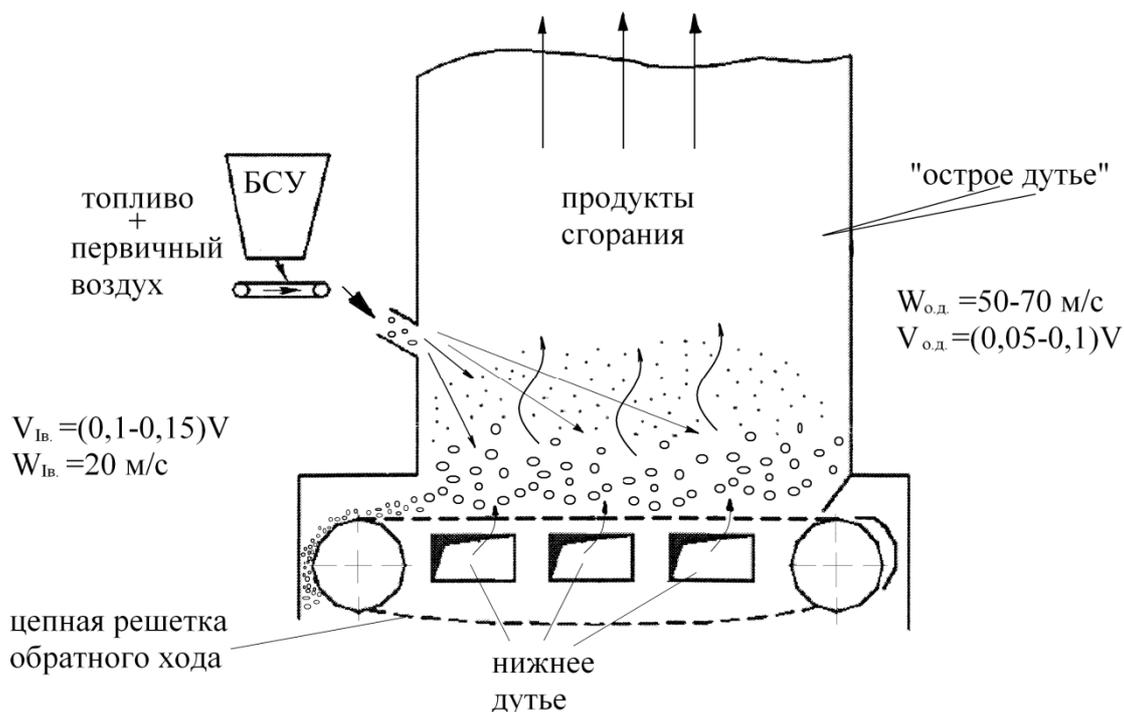


Рисунок 5.4 – Полумеханическая топка обратного хода

Топливо подается из бункера сырого угля (БСУ) ленточным питателем на лопасти ротора пневмомеханического забрасывателя и далее в топку на непрерывно движущуюся со скоростью от 2 до 25 см/мин колосниковую решетку, сконструированную в виде транспортной ленты. Полотно решетки состоит из отдельных колосниковых элементов, закрепленных на бесконечных шарнирных цепях, приводимых в движение «звёздочками». Воздух для горения подаётся специальными соплами через зазоры между элементами колосников. По законам инерции более крупные куски летят к

задней стенке, и время их пребывания на решётке, а, следовательно, и время горения, больше. Самые мелкие фракции (размер частиц меньше 1 мм) сгорают в топочном объёме на лету, для чего специально подаётся воздух (10-15% от общего расхода) со скоростью порядка 20 м/с.

Для интенсификации горения в топочном объёме через сопла, расположенные в задней стенке, дополнительно подаётся воздух (5-10 % от общего расхода) в виде струй "острого дутья" со скоростью 50-70 м/с. Как правило, вместе с "острым дутьём" в топку возвращается уловленный в золоуловителе унос с относительно высоким содержанием горючих веществ, что снижает потери теплоты с механическим недожогом. При отсутствии острого дутья и возврата уноса q_4 может превышать 10 %.

Описанная топка, по сути, является *факельно-слоевой*, поскольку часть топлива сгорает в факеле.

Оптимальный размер кусков угля для слоевых топок составляет $\delta_{\text{опт}}=25-50$ мм. Для такого фракционного состава топлива оптимальная скорость газов в слое (с точки зрения устойчивости залегания слоя) $W_{\text{г}}=1,5-2,5$ м/с, что соответствует скорости нижнего дутья $W_{\text{нд}}=0,3-0,5$ м/с.

Преимуществами слоевых топок являются:

- простота эксплуатации;
- отсутствие углеразмалывающих устройств (систем пыле-приготовления);
- возможность устойчивой (без погасаний) эксплуатации в широком диапазоне нагрузок.

К недостаткам слоевого способа сжигания следует отнести:

- ограниченная производительность;
- повышенные потери тепла с механическим недожогом q_4 и с уходящими газами q_2 (из-за необходимости поддерживать высокий коэффициент избытка воздуха $\alpha=1,3-1,4$ и выше) и, как следствие, низкий КПД;

- возможность сжигать только твердое топливо;
- проблематичность (невозможность) сжигания топлива с очень высокой зольностью и влажностью.

Сжигание в кипящем слое. Возникшая перед человечеством проблема снижения вредных газообразных выбросов, а также необходимость разработки безотходных технологий поставили вопрос о создании топочных устройств для сжигания таких материалов. С этой целью разработан *способ сжигания в кипящем слое.*

Кипящим (псевдоожигенным) называется слой мелкодисперсного материала, продуваемый снизу вверх потоком какого-либо газа со скоростью, превышающей предел устойчивости плотного слоя, но недостаточной для выноса частиц из слоя. Интенсивная хаотичная циркуляция частиц в ограниченном объёме создаёт впечатление бурно кипящей жидкости, сам слой приобретает некоторые её свойства, и его поведение подчиняется законам гидростатики, что и объясняет происхождение названия.

Если в камере сгорания (рисунок 5.5а) установить решётку, на которую поместить слой угля, и к решетке подать в небольшом количестве воздух, то после предварительного разогрева слоя начнётся горение топлива с поверхности с выделением газообразных продуктов сгорания. При восполнении сгорающего топлива, т.е. при непрерывной подаче топлива, на решётке будет поддерживаться фиксированный горящий слой (*слоевое сжигание топлива*).

Если увеличивать подачу воздуха под решетку, то на частицы топлива, находящегося на решётке, будет действовать скоростной напор, который будет противодействовать силе тяжести, действующей на каждую частицу топлива.

При некоторой скорости воздуха частицы топлива окажутся во взвешенном состоянии в подъёмном потоке воздуха, а толщина горящего слоя возрастет (рисунок 5.5б). Переход

неподвижного слоя в кипящий происходит при такой скорости оживающего агента, когда гидродинамическое давление потока P уравнивает силу тяжести G , действующую на частицы (рисунок 5.6). Минимальную скорость, при которой начинается псевдооживление, называют *первой критической скоростью* $W_{кр1}$.

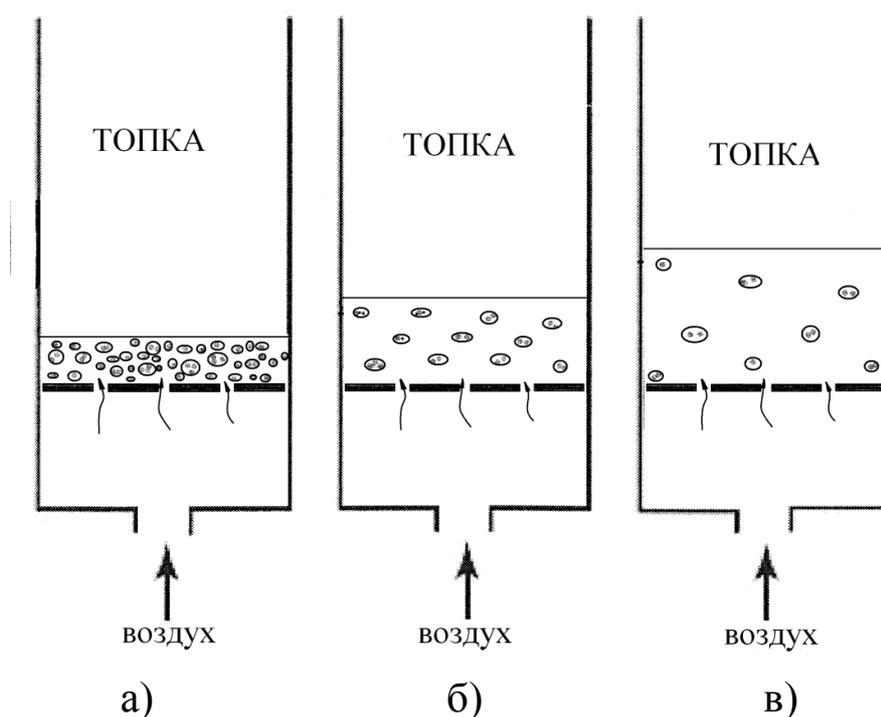


Рисунок 5.5 – Изменение слоя топлива при различных скоростях нижнего дутья

При дальнейшем увеличении скорости толщина слоя ещё больше возрастает. Создаётся впечатление, что слой топлива «кипит». Это так называемый *стационарный пузырьковый кипящий слой* (рисунки 5.5в, 5.6).

При ещё большей скорости воздуха подъёмная сила, действующая на частицы топлива, возрастает настолько, что частицы не успевают сгорать, вырываются из кипящего слоя,

видимый слой исчезает, и при достижении условия $P > G$ частицы топлива начинают выноситься из слоя.

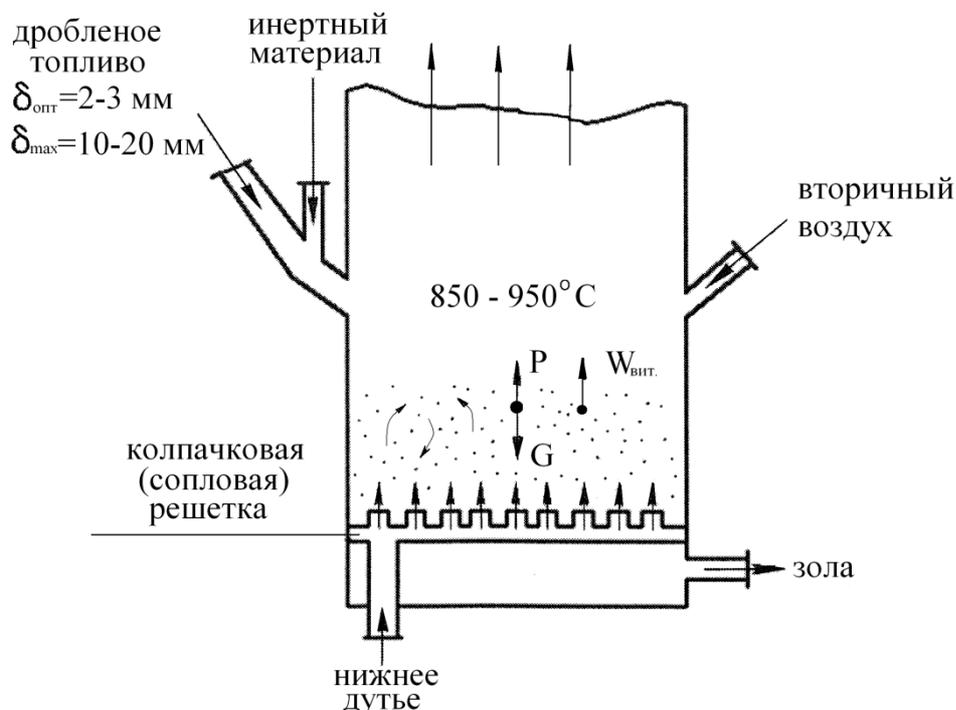


Рисунок 5.6 – Стационарный кипящий слой (СКС)

Скорость, при которой аэродинамическая сила становится равной силе тяжести частиц топлива, называется *второй критической скоростью* $W_{кр2}$.

Реальные топочные устройства с кипящим слоем работают со скоростями от $W_{кр1}$ до $W_{кр2}$.

Различают топки с обычным, или *стационарным*, кипящим слоем (когда скорость в нем близка к $W_{кр1}$) и топки с *циркулирующим* кипящим слоем (когда скорость близка к $W_{кр2}$). При этом оба параметра (первая и вторая критические скорости) имеют строго определенные значения только для монодисперсного материала с постоянной плотностью, а слой

состоит из полифракционного инертного материала и частиц топлива разной плотности.

В топках с кипящим слоем количество горючего материала составляет обычно небольшую долю от массы слоя, основу которого составляет какой-либо инертный материал или зола топлива (при сжигании высокозольных углей). Интенсивное перемешивание твердых частиц под воздействием оживающего воздуха, проходящего через слой зернистого материала, обеспечивает повышенный тепло- и массообмен в слое. Погружение в кипящий слой поверхностей нагрева позволяет поддерживать температуру на таком уровне, при котором не происходит зашлаковки слоя.

В топку со стационарным кипящим слоем (см. рисунок 5.6) подаются известняк, песок, гранулированная зола или другой зернистый (инертный) материал, образующий с дробленым углем (размер частиц 1,5-6 мм) суспензионный кипящий слой под действием восходящего потока воздуха, поступающего через сопла, расположенные в колпачковой решётке в нижней части топки.

Поддержание температуры кипящего слоя в необходимых пределах (850-950°C) и организация самого процесса «кипения» как раз и осуществляются за счёт того, что вместе с топливом подаётся какой-либо инертный мелкодисперсный материал (в соотношении примерно 1:1).

Простейшая топка с кипящим слоем имеет много общих конструктивных элементов со слоевой топкой. Принципиальное отличие заключается в интенсивном перемешивании частиц, что обеспечивает постоянство температуры по всему объёму (по высоте и сечению) кипящего слоя и, как следствие, высокие значения коэффициента теплоотдачи к поверхностям теплообмена.

Технология кипящего слоя позволяет сжигать дроблёное топливо с размером частиц до 10-20 мм (при сжигании

древесных отходов – до 35 мм) при среднем оптимальном размере частиц $\delta_{\text{ср}}=2-3$ мм. Такому размеру частиц соответствует рабочая оптимальная скорость псевдооживления (скорость витания частиц) от 1,5 до 4 м/с, что в 2-3 раза превышает скорость предела устойчивости плотного слоя, состоящего из частиц такого диаметра.

Вторым поколением развития технологии сжигания в кипящем слое является топка с *циркулирующим кипящим слоем* (рисунок 5.7).

Принципиальное отличие заключается в том, что за топкой устанавливается циклон, в котором все недогоревшие частицы улавливаются и возвращаются обратно в топку. Таким образом, частицы оказываются «запертыми» в замкнутой системе топка-циклон-топка до тех пор, пока не сгорят полностью. Такие реакторы по экономичности практически не уступают камерным топкам, при сохранении всех экологических преимуществ.

Топки с циркулирующим кипящим слоем отличаются более высокой степенью выгорания топлива (примерно 98÷99 % против 90÷95 % у котлов со стационарным кипящим слоем) и могут работать с меньшим коэффициентом избытка воздуха.



Рисунок 5.7 – Циркулирующий кипящий слой (ЦКС)

Преимущества топок с кипящим слоем (по сравнению с пылеугольными котлами):

- более высокий коэффициент конвективного теплообмена;
- длительное пребывание частиц в слое позволяет сжигать дроблёное топливо, а также уголь с повышенной зольностью и отходы производства;
- возможность создать более компактное топочное устройство без системы пылеприготовления;
- добавка известняка в слой связывает серу топлива с зольным остатком, что уменьшает выбросы сернистого ангидрида с дымовыми газами в атмосферу;
- низкие температуры в слое (800-950°С) обеспечивают отсутствие термических оксидов азота, что приводит к сокращению выбросов оксидов азота в атмосферу.

Наряду с преимуществами использования котлов с топками низкотемпературного кипящего слоя, многолетний опыт их эксплуатации показал и их явные *недостатки*:

- сложность регулирования производительности котла, что обусловлено узким диапазоном рабочих температур реактора кипящего слоя, так как при увеличении температуры кипящего слоя выше 900-950°С происходит шлакование слоя, что является аварийной ситуацией и вызывает необходимость остановки котла;
- при понижении температуры слоя до 750°С горение становится неустойчивым и возможно его прекращение, вызывающее необходимость повторного запуска котла, что сопряжено с временными и трудовыми затратами;
- истирание частиц твёрдого инертного материала и унос их потоком ожижающего агента;
- эрозия поверхностей нагрева;
- ограниченный диапазон скоростей ожижающего агента;

- повышенный расход электроэнергии на привод высоконапорных вентиляторов для подачи воздуха в зону горения и создания кипящего слоя.

Область применения котлов с кипящим слоем – сжигание низкосортных твердых топлив при паропроизводительности до 250 т/ч как для новых ТЭС, так и для проходящих модернизацию. В мире в настоящее время эксплуатируется более 200 энергетических котлов с ЦКС, в том числе освоен энергоблок мощностью 250 МВт.

Топки с кипящим слоем широко используются не только (и даже не столько) в энергетике, но и в других отраслях промышленности для:

- сжигания колчеданов с целью получения SO_2 ;
- обжига различных руд и их концентратов (цинковых, медных, никелевых, золотосодержащих);
- термического обезвреживания различных вредных веществ (твёрдых, жидких и газообразных), например, шламов осветления сточных вод, городского мусора, бытовых отходов и т.д.

5.2 Сжигание топлива в объеме

В основу *факельных* (камерных) топок положен принцип, при котором топливо в пылевидном состоянии вдувается в топку (камеру сгорания) через горелки вместе с необходимым для горения воздухом (рисунок 5.8).

Топливо непрерывно транспортируется через топочную камеру потоком воздуха и продуктов сгорания. На пути от входа (выход из горелки) до выхода из топки совершается процесс горения с образованием факела горящего топлива, заполняющего объем топочной камеры. Температура в зоне активного горения (ЗАГ) порядка 1300-1500 °С. Продолжительность пребывания частиц топлива в зоне активного горения от 0,5 до 2 с. Для

обеспечения полного выгорания топлива за такое короткое время твёрдое топливо перед поступлением в топку предварительно подсушивают и тщательно размалывают до пылевидного состояния.

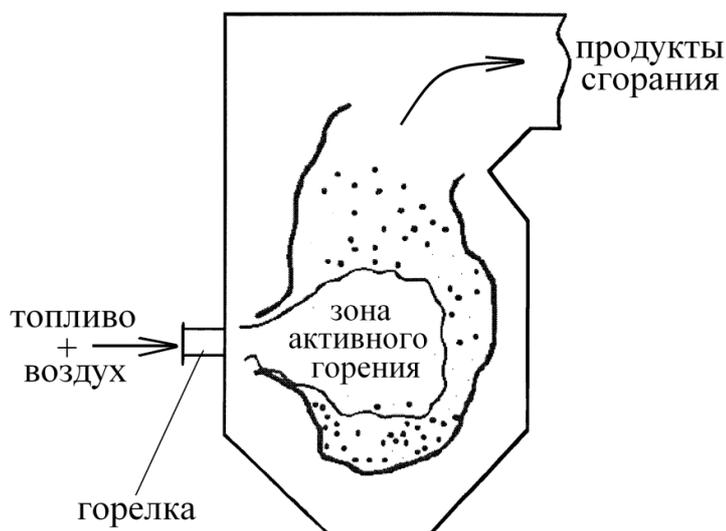


Рисунок 5.8 – Факельный способ сжигания

Твёрдое топливо измельчается в мельничных устройствах и вдувается в топочную камеру через пылеугольные горелки (рисунок 5.9).

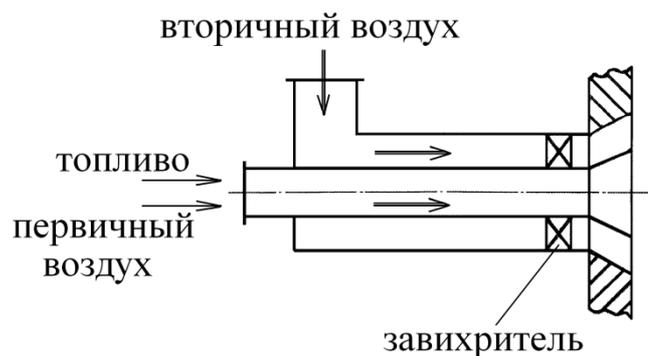


Рисунок 5.9 – Вихревая пылеугольная горелка

Конструкции горелок чрезвычайно разнообразны, так как диапазон изменения теплотехнических характеристик углей очень велик. Например, выход летучих, в значительной степени определяющий реакционные качества топлива, меняется от 2 % у метаантрацита до 92 % у эстонского сланца. Тем не менее, практически во всех пылеугольных горелках определённая часть воздуха, предназначенная для подсушки и транспортировки угольной пыли к горелке, смешивается с топливом до поступления в топку (первичный воздух), а оставшаяся часть (вторичный воздух) смешивается с аэросмесью уже после выхода из горелки, т.е. в топочном объёме.

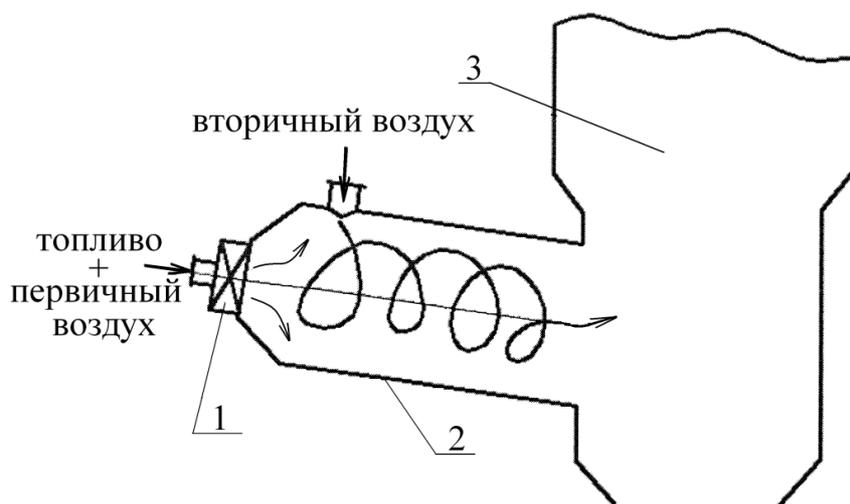
При камерном сжигании угольной пыли летучие вещества, выделяющиеся в процессе её прогрева и термического разложения, сгорают в факеле, образуя с воздухом гомогенную смесь, что способствует разогреву твёрдых частиц (кокса) до температуры воспламенения, а также стабилизирует факел. Первичный воздух должен обеспечить сжигание летучих, поэтому его количество V_{IB} (доля от общего объема воздуха) определяется выходом летучих веществ. Для углей с малым выходом летучих (например, антрацита или тощего угля, температура воспламенения которых от 800 до 1000°C) доля первичного воздуха $V_{\text{IB}} = (0,15 \div 25) \cdot V$, а для топлив с высоким выходом летучих (бурых углей с температурой воспламенения от 550 до 600°C) $V_{\text{IB}} = (0,2 \div 55) \cdot V$.

Остальной необходимый для горения воздух (вторичный воздух), как уже было отмечено, подаётся в топку по отдельному каналу и смешивается с угольной пылью уже в процессе горения непосредственно в топочном объёме.

При сгорании летучих расходуется, главным образом, кислород первичного воздуха. Горение летучих ускоряет прогрев коксовых частиц и их воспламенение. Горение же коксовых частиц происходит, в основном, за счёт кислорода вторичного воздуха.

Изложенная схема факельного способа сжигания угольной пыли, безусловно, является упрощённой, так как в реальных условиях сжигается полидисперсная пыль. Поэтому стадии выхода летучих и горения коксового остатка протекают последовательно только для каждой отдельной частицы (или отдельной фракции). А для всего факела, в целом, эти процессы протекают параллельно, поскольку мелкие частицы (размером в несколько микрометров) прогреваются, воспламеняются и сгорают значительно быстрее, чем крупные частицы. При факельном сжигании максимальный размер частиц может достигать: для каменных углей – нескольких сотен микрометров, для бурых углей, сланцев и торфа – нескольких миллиметров.

Высокотемпературное вихревое сжигание (ВТВ) осуществляется в циклонно-вихревых топках (рисунок 5.10). Этот способ также позволяет сжигать газообразное, жидкое и дроблёное твёрдое топливо (с размером частиц, как правило, до 5 мм).



1 – вихревая горелка; 2 – циклонный предтопке; 3 – камера догорания

Рисунок 5.10 – Высокотемпературное вихревое сжигание

Перед основной топкой (камерой догорания) монтируется циклонный предтопок (обычно, неэкранируемый). Смесь топлива с первичным воздухом подаётся по оси предтопка, а вторичный воздух – по касательной к образующей циклона со скоростью около 100 м/с.

Таким образом, создаётся мощный вихрь, обеспечивающий условия для многократной циркуляции частиц топлива в вихревом потоке, что увеличивает время их пребывания в зоне активного горения при температурах, близких к адиабатным (до 2000°С), что и позволяет сжигать более крупные частицы, чем при факельном способе сжигания.

Циклонно-вихревые камеры предвключаются к основному топочному объёму, что предусматривает ступенчатое сжигание со всеми его достоинствами. При этом в циклонном предтопке, во всем диапазоне нагрузок котла, имеет место активное циклонно-вихревое движение среды с интенсивным центробежным полем и высокой турбулентностью.

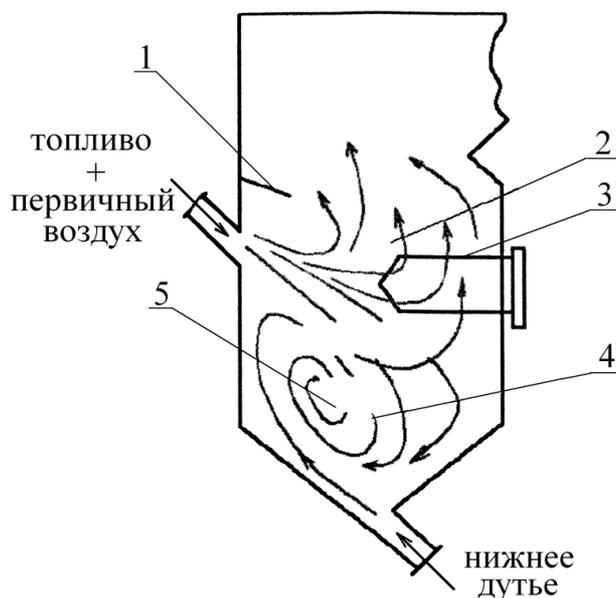
По ряду причин в энергетике этот способ сжигания используется очень редко. Как правило, сфера применения схожа с реакторами с кипящим: слоем: технологические процессы, термическое обезвреживание и т.д.

Низкотемпературное вихревое сжигание. Другой разновидностью вихревого сжигания является низкотемпературный вихревой (НТВ) способ сжигания, разработанный профессором В.В.Померанцевым (рисунок 5.11).

В основу НТВ-технологии заложен принцип организации низкотемпературного сжигания грубоизмельченного твердого топлива в условиях многократной циркуляции частиц в камерной топке.

В НТВ-топке организованы две зоны горения, которые условно разнесены по ее высоте: вихревая и прямоточная. Вихревая зона занимает объём нижней части топки от устья

топочной воронки до горелок. Прямоточная зона горения располагается над вихревой зоной в верхней части топки.



1 – аэродинамический козырек; 2 – прямоточная зона горения; 3 – внутритопочные ширмы; 4 – вихревая зона горения; 5 – зона активного горения

Рисунок 5.11 – Низкотемпературная вихревая топка Померанцева

Аэродинамика вихревой зоны создается за счет взаимодействия двух организованных потоков: первый поток сформирован из топливно-воздушной смеси, поступающей в топку через горелки; второй поток состоит из горячего воздуха, подаваемого в топку через систему нижнего дутья (скорость около 100 м/с). Потоки направлены навстречу друг другу по касательной и образуют пару сил, создающую вихревое движение в нижней части топки.

В отличие от традиционной технологии пылеугольного сжигания, где основная часть топлива (до 95 %) сгорает в так называемой «зоне активного горения», расположенной в районе горелок и занимающей относительно небольшой объем топочной

камеры, в вихревой топке с НТВ-технологией сжигания в «зону активного горения» вовлечен значительно больший объём топочного пространства. В результате снижается максимальная температура в вихревой топке (примерно на 100-300°C) и за счет активной аэродинамики выравнивается уровень температуры в объеме вихревой зоны. Отсюда и название – *низкотемпературный вихрь*.

Пониженный температурный уровень и повышенная конвективная составляющая коэффициента теплоотдачи позволяют устанавливать внутритопочные ширмовые поверхности нагрева, что обеспечивает дополнительный теплосъем и позволяет уменьшить габариты (высоту) топочной камеры.

Снижение выбросов оксидов азота в НТВ-топке обусловлено условиями топочного процесса: низким уровнем температуры в зоне активного горения и ступенчатым подводом окислителя к топливу. Максимальная температура продуктов сгорания в классической НТВ-топке не превышает 1100-1250°C. Вихревая зона топки является практически изотермичной. При таком температурном уровне образуются, в основном, топливные оксиды азота, количество воздушных оксидов азота ничтожно мало. Коэффициент избытка воздуха в горелках (доля первичного воздуха) зависит от марки топлива и лежит в диапазоне $\alpha_1=0,5-0,8$. В результате применения НТВ-сжигания удается снизить концентрацию оксидов азота на 20-50% в сравнении с традиционной технологией сжигания в прямоточном факеле.

В НТВ-топке созданы также благоприятные условия для связывания оксидов серы. Низкий уровень температуры определяет активное связывание оксидов серы основными оксидами (CaO, MgO) минеральной части топлива. Этому процессу способствует увеличение времени пребывания связывающих компонентов в вихревой зоне, а также меньшая

оплавленность (т.е. большая поверхность реагирования) частиц золы. Применение НТВ-технологии сжигания позволяет повысить степень связывания оксидов серы в пределах газового тракта котла на 20-50% (в зависимости от марки топлива) в сравнении с технологией прямоточного факела. Кроме того, как показывает опыт, условия вихревой топки позволяют эффективно использовать различные сорбенты на основе СаО для повышения степени связывания оксидов серы.

Укрупнение помола топлива при НТВ-сжигании приводит к укрупнению летучей золы уноса. Испытания золоулавливающего оборудования котлов, переведённых на НТВ-сжигание, показали повышение эффективности работы золоуловителей циклонного типа и электрофильтров.

Таким образом, пониженный уровень температуры, ступенчатый ввод окислителя, многократная циркуляция горящих топливных частиц и угрубление гранулометрического состава золы в совокупности обеспечивают улучшенные показатели вихревых топок по вредным выбросам (оксидам азота и серы), а также повышают эффективность работы золоулавливающего оборудования котельной установки.

НТВ-топка отличается высокой устойчивостью воспламенения топлива, что особенно актуально при сжигании низкосортных топлив. Несмотря на пониженный уровень температуры, благодаря организованной многократной циркуляции горящих коксовых частиц топлива и ступенчатому подводу воздуха в вихревой зоне топки создан устойчивый и надежный механизм, стабилизирующий воспламенение и обеспечивающий выгорание топлива. Важную роль при этом имеет конструктивное исполнение горелочно-сопловых устройств и аэродинамические приемы, обеспечивающие взаимодействие горелочных и сопловых потоков между собой. НТВ-топка позволяет обеспечить эффективное сжигание

Применение НТВ-сжигания позволяет практически полностью исключить шлакование поверхностей нагрева котла и повысить надежность его работы. Пониженный уровень температуры в зоне активного горения снижает количество расплавленных частиц золы, что в сочетании с активной аэродинамикой снижает вероятность возникновения отложений на поверхностях нагрева котла.

НТВ-технология сжигания получила апробацию на широкой гамме твердых топлив, таких как торф, бурые и каменные угли, горючие сланцы, отходы деревообработки и микробиологического производства.

Характеристики опробованных при НТВ-сжигании твердых органических топлив находятся в следующих диапазонах:

- | | |
|--|----------|
| - влажность на рабочую массу, W^p , % | 14÷75; |
| - зольность на рабочую массу, A^p , % | 5÷50; |
| - выход летучих на горючую массу, V^p , % | 23÷90; |
| - теплота сгорания, Q_H^p , МДж/кг | 4,2÷26; |
| - содержание серы на рабочую массу, S^p , % | 0,2÷3,0; |
| - содержание азота на рабочую массу, N^p , % | 0,4÷2,0. |

Достоинства НТВ-сжигания. Применение НТВ-технологии позволяет:

- упростить систему подготовки топлива (возможность сжигать дроблёный уголь с размером частиц до 20-30 мм), увеличить её производительность, обеспечить взрывобезопасность, снизить затраты на подготовку топлива к сжиганию, увеличить срок службы размольного оборудования;

- стабилизировать воспламенение и горение и отказаться от «подсветки» факела газом или мазутом, даже при сжигании низкосортных топлив;

- обеспечить устойчивый процесс горения вне зависимости от колебаний нагрузки котла и технических характеристик топлива, что унифицирует топку по топливу;

- обеспечить устойчивый процесс горения вне зависимости от колебаний нагрузки котла и технических характеристик топлива, что унифицирует топку по топливу;

- повысить коэффициент тепловой эффективности топки, что дает возможность увеличить паропроизводительность котла на 15-20%;

- создавать малогабаритные котлы большой мощности;

- исключить шлакование и загрязнение топочных и конвективных поверхностей нагрева;

- обеспечить снижение выбросов оксидов азота NO_x на 20-50%:

- обеспечить снижение выбросов оксидов серы SO_x на 20-40% за счет их связывания с основными оксидами, золы (CaO и MgO) при благоприятных внутритопочных условиях;

- обеспечить более глубокое связывание оксидов серы за счет ввода в вихревую топку CaO -содержащих добавок.

Недостатками являются:

- повышенный механический недожог (из-за уноса крупных недогоревших частиц);

- эрозия внутритопочных поверхностей нагрева.

В настоящее время в промышленной теплоэнергетике основным является факельное сжигание, когда в топочную камеру через прямоточные или вихревые горелки подаются потоки топлива и воздуха или топливовоздушной смеси (а иногда – ещё и газы рециркуляции). Реже применяются циклонно-вихревой способ, низкотемпературный вихрь и кипящий слой.

6 ГОРЕЛКИ ДЛЯ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА

Пылевидное топливо сжигается факельным способом с помощью горелок различных конструкций.

Пылеугольные горелки – устройства для образования смесей пылевидного топлива с воздухом и подачи его к месту сжигания. Для сжигания угольной пыли применяются два основных типа горелок: *вихревые* и *прямоточные*.

Вихревые горелки выполняются круглыми в сечении. Прямоточные горелки подают в топку чаще всего параллельные струи аэропыли и вторичного воздуха. Перемешивание струй определяется главным образом взаимным расположением горелок на стенах топки и созданием необходимой аэродинамики струй в объеме топки. Эти горелки могут быть *круглого* или *прямоугольного* сечения.

6.1 Вихревые горелки

Вихревые горелки выполняются производительностью от 4 до 12 т/ч. Тепловая мощность таких горелок 25-75 МВт. Через вихревые горелки в топку поступают два отдельных потока: топливо-воздушная смесь (топливная пыль при температуре 70-130°C и первичный воздух) и вторичный воздух с температурой 250-420°C. Образование горючей смеси завершается в топочной камере. От работы горелок и их размещения зависит характер смесеобразования, что в сочетании с аэродинамикой топочной камеры определяет интенсивность воспламенения, скорость и полноту сгорания.

Различают три вида вихревых горелок:

- горелки *двухулиточные* с улиточными закручивателями пылевоздушной смеси и вторичного воздуха (рисунок 6.1);

- горелки *улиточно-лопаточные* с улиточным закручивателем пылевоздушной смеси и аксиальным лопаточным закручивателем вторичного воздуха (рисунок 6.2);

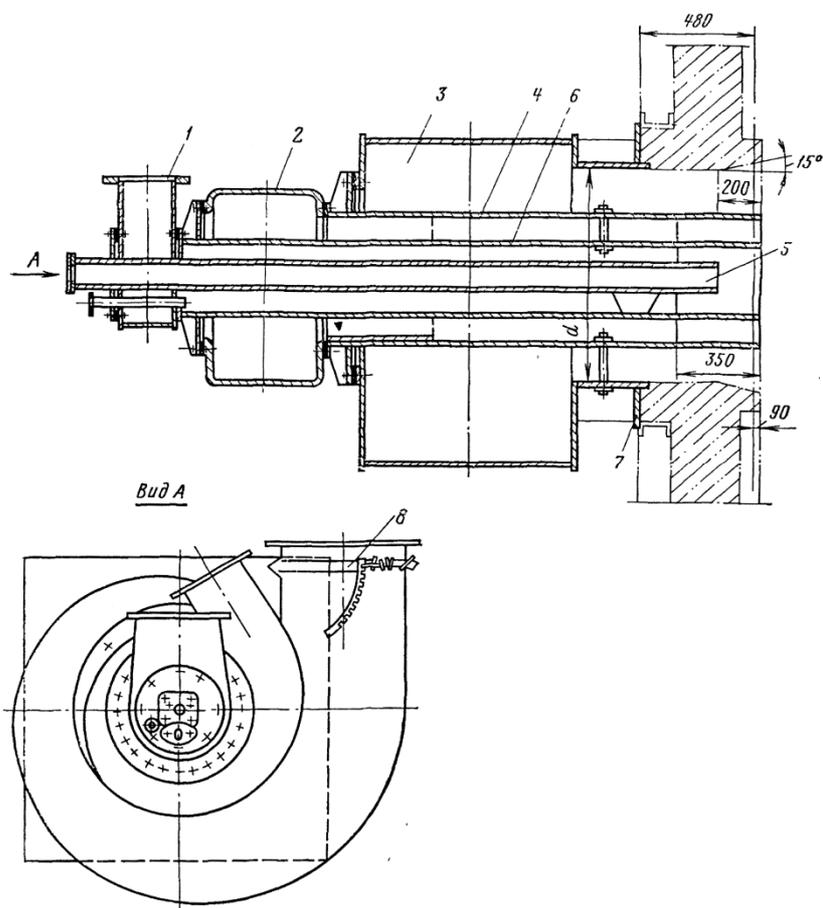
- горелки *прямоточно-улиточные* (рисунок 6.3) с прямоточным каналом для пылевоздушной смеси и рассекателем на выходе из него и улиточным закручивателем вторичного воздуха.

Структура пылевоздушных струй вихревых горелок в значительной мере зависит от типа и конструкции их закручивающих аппаратов. При закручивающем аппарате в виде спирали крутка потока зависит от параметра ab/d^2 (отношение площади сечения входного патрубка закручивающего аппарата к квадрату диаметра выходного сечения). Лопаточные аппараты выполняются с тангенциальными поворачивающимися или неподвижными лопатками на входе в канал вторичного воздуха или с осевыми лопатками на выходе из канала вторичного воздуха. Воздух входит в лопаточный аппарат с направлением, параллельным оси горелки. Лопатки образуют каналы, из которых воздух вытекает в виде струй, наклоненных к продольной оси горелки под некоторым углом.

В *двухулиточных* и *улиточно-лопаточных* вихревых горелках пылевоздушной смеси и вторичному воздуху сообщается закрученное движение с одинаковым направлением вращения. В *прямоточно-улиточных* горелках раскрытие факела достигается установкой рассекателя в выходном сечении канала первичного воздуха и закруткой потока вторичного воздуха.

Горелки с направлением закручивания по часовой стрелке (если смотреть со стороны улитки аэросмеси) называют правыми, а с обратным направлением крутки потоков – левыми. Благодаря закрутке потоки пылевоздушной смеси и вторичного воздуха в топочной камере распространяются в виде двух концентрически расположенных усеченных полых конусов, причем внутри находится конус пылевоздушной смеси, имеющий несколько

больший угол раскрытия для лучшего перемешивания со вторичным воздухом. В осевой области раскрывающейся струи создается разрежение, вызывающее приток горячих продуктов сгорания к корню факела с его внутренней стороны.



1 – короб воздуха для форсунки; 2 – улитка пылевоздушной смеси; 3 – улитка вторичного воздуха; 4 – труба пылевоздушной смеси; 5 – труба мазутной форсунки; 6 – труба внутренняя; 7 – фланец несущий; 8 – шибер с механизмом поворота

Рисунок 6.1 – Пылеугольная вихревая двухулиточная горелка

Поэтому при подаче пылевоздушной смеси через вихревые горелки зажигание факела происходит как по внешней, так и по внутренней поверхности, что увеличивает удельный периметр воспламенения и интенсифицирует как процесс воспламенения, так и горения. Значение внутренней рециркуляции продуктов

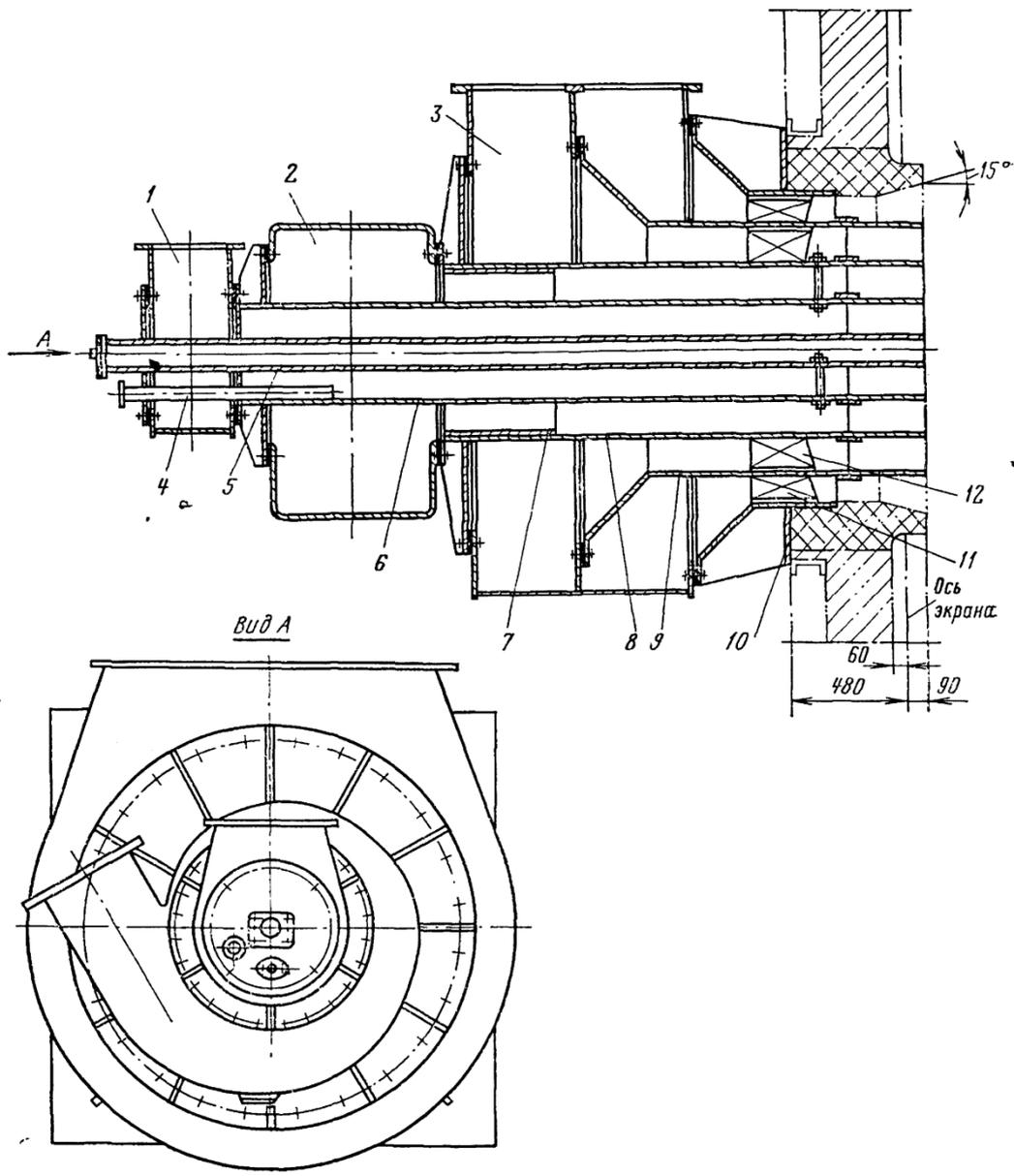
сгорания для зажигания больше, так как они изолированы от экранных поверхностей и на траектории возврата к корню факела не охлаждаются. Кроме того, рециркулирующие продукты сгорания непосредственно соприкасаются с пылевоздушной смесью. Чтобы способствовать большему раскрытию факела, амбразуру вихревых горелок выполняют конической.

Улиточно-лопаточные вихревые горелки выполняют одно- и двухпоточными по вторичному воздуху. В них закрутка вторичного воздуха осуществляется осевыми лопаточными аппаратами, а пылевоздушной смеси – улиточными закручивателями.

В *прямоточно-улиточной* вихревой горелке пылевоздушная смесь подается прямоточно по центральной цилиндрической трубе. На выходе из нее пылевоздушный поток, оmyвая конический рассекаатель, раскрывается. Вторичный воздух, поступающий через улиточный закручиватель, завихривает факел. Угол раскрытия рассекаателя рекомендуется принимать в пределах 90-120°. Главное преимущество этих горелок заключается в меньшем аэродинамическом сопротивлении тракта первичного воздуха.

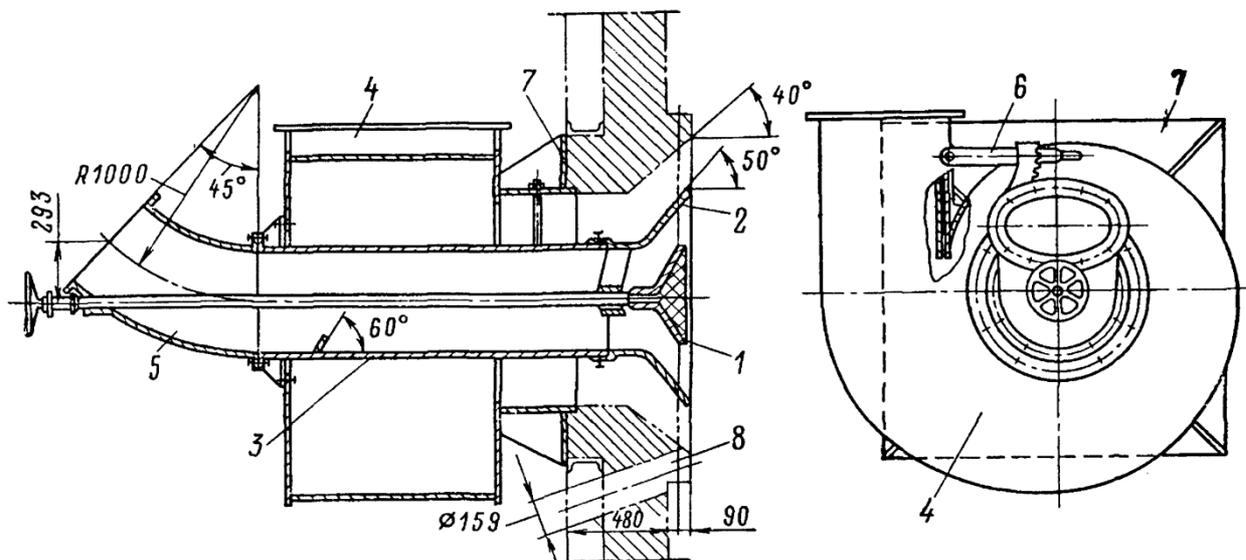
Для зажигания пылевоздушной смеси в горелку монтируется мазутная форсунка производительностью до 2 т/ч. Тепловая мощность растопочных форсунок должна составлять не менее 30% мощности пылеугольной горелки. Для розжига мазутной форсунки горелки снабжаются дистанционными электрогазовыми запальниками.

Снижение производительности вихревых горелок однопоточных по вторичному воздуху допускается до 70% номинальной, а двухпоточных – до 60%. При этом скорость в пылепроводах по условиям предотвращения сепарации пыли не должна быть ниже допустимых нормами расчета пылеприготовления.



1 – короб воздуха для форсунки; 2 – улитка аэросмеси; 3 – короб двухпоточный; 4 – труба установки электрогазового запальника; 5 – труба мазутной форсунки; 6 – труба внутренняя; 7 – обечайка предохранительная; 8 – труба пылевоздушной смеси; 9 – труба разделительная; 10 – фланец несущий; 11 – регистр наружный; 12 – регистр внутренний

Рисунок 6.2 – Пылеугольная вихревая улиточно-лопаточная горелка



1 – конус с приводной штангой; 2 – раструб; 3 – труба пылевоздушной смеси; 4 – улитка; 5 – патрубок; 6 – шибер с механизмом поворота; 7 – фланец несущий; 8 – отверстие для установки запальника, фотодатчика и растопочной форсунки

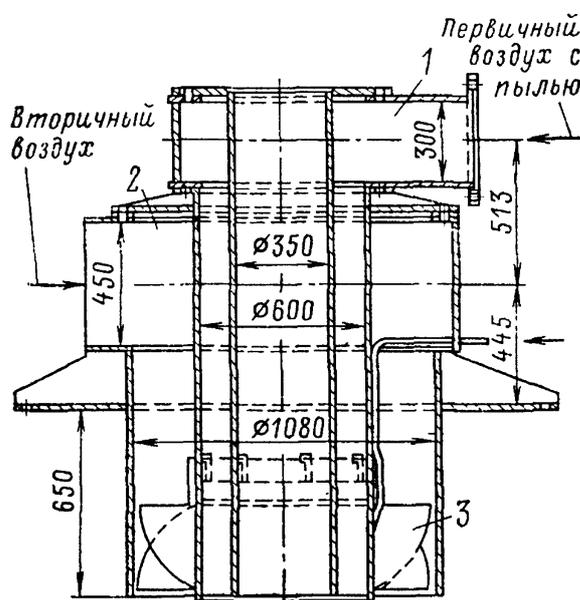
Рисунок 6.3 – Прямоточно-улиточная горелка

Круглые пылеугольные горелки применимы для любого твердого топлива, но наиболее распространены для топлива с малым выходом летучих веществ. Единичная мощность круглых горелок достигает 14 т/ч.

К вихревым также относятся *горелка ВТИ с завихрывающими лопатками* (рисунок 6.4), применяемая для сжигания каменных и бурых углей в вертикальном циклонном предтопке ВТИ. В ней пылевоздушная смесь и вторичный воздух подаются через патрубки 1 и 2 и концентрические каналы. В конце каналов устанавливаются завихрывающие лопатки.

Вихревые горелки, как обладающие высокой устойчивостью зажигания, рекомендуются преимущественно для сжигания пыли АШ, полуантрацитов и тощих углей в открытых и полуоткрытых топках с твердым и жидким шлакоудалением. Эти горелки могут

быть использованы и для сжигания топлив с большим выходом летучих.



1 – патрубок пылевоздушной смеси; 2 – патрубок вторичного воздуха; 3 – насадок с завихривающими лопатками

Рисунок 6.4 – Горелка ВТИ с завихривающими лопатками

Вихревые горелки рекомендуется располагать на котлах производительностью до 70 кг/с встречно на боковых стенах, а на котлах большей производительности – встречно на широких фронтальной и задней стенах в один, два и более ярусов.

Оптимальная скорость выхода пылевоздушной смеси из вихревой горелки составляет 14-16 м/с, в мощных горелках может быть увеличена до 20-22 м/с, оптимальная скорость вторичного воздуха – соответственно 18-21 и 26-30 м/с.

Вихревые горелки хорошо зарекомендовали себя на котлах средней производительности, на которых их можно располагать сравнительно просторно. При свободном раскрытии реализуется основное их достоинство – создание во внутренней полости зоны рециркуляции, обеспечивающей устойчивое зажигание. С

переходом к мощным и сверхмощным котлам роль самих горелок в организации топочного процесса уменьшилась. В этих котлах важное значение для организации топочного процесса имеет взаимодействие факелов, определяемое способом компоновки горелок. Вследствие неудовлетворительного взаимодействия сильно раскрытых завихренных факелов при неполном заполнении ими топочного объема, вихревые горелки на крупных котлах вытесняются прямоточными щелевыми горелками.

Вихревые горелки громоздки, сложны в изготовлении, требуют сложной разводки экранных труб, обладают повышенным аэродинамическим сопротивлением и подвержены большому износу пылевоздушным потоком.

6.2 Прямоточные горелки

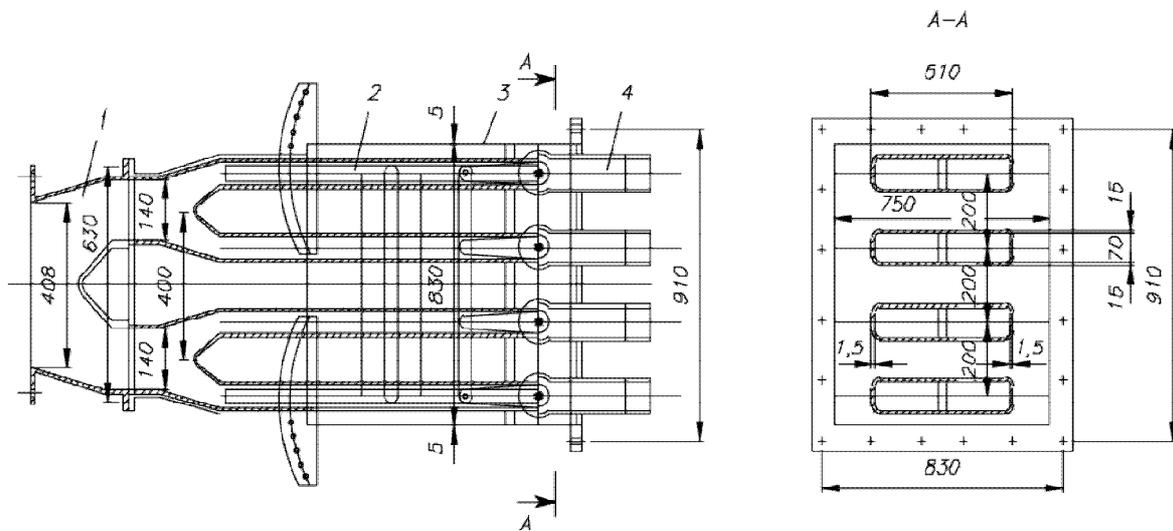
В прямоточных горелках пылевоздушная смесь и вторичный воздух подаются в топку самостоятельно, потоками через узкие прямые щели. Ввиду отсутствия турбулизирующего эффекта прямоточные горелки создают дальнобойные плоские параллельные струи с малым углом расширения. Такие горелки сжигают пылевидное топливо в тонких плоских параллельных струях.

Прямоточные горелки подразделяют на *неподвижные* и *поворотные*.

По расположению каналов первичного и вторичного воздуха прямоугольные горелки подразделяют на:

- щелевые горелки с внешней подачей вторичного воздуха;
- горелки с внешней подачей первичного воздуха;
- горелки с чередующимся по высоте расположением нескольких каналов первичного и вторичного воздуха.

Щелевая горелка с внешней подачей вторичного воздуха представлена на рисунке 6.5.

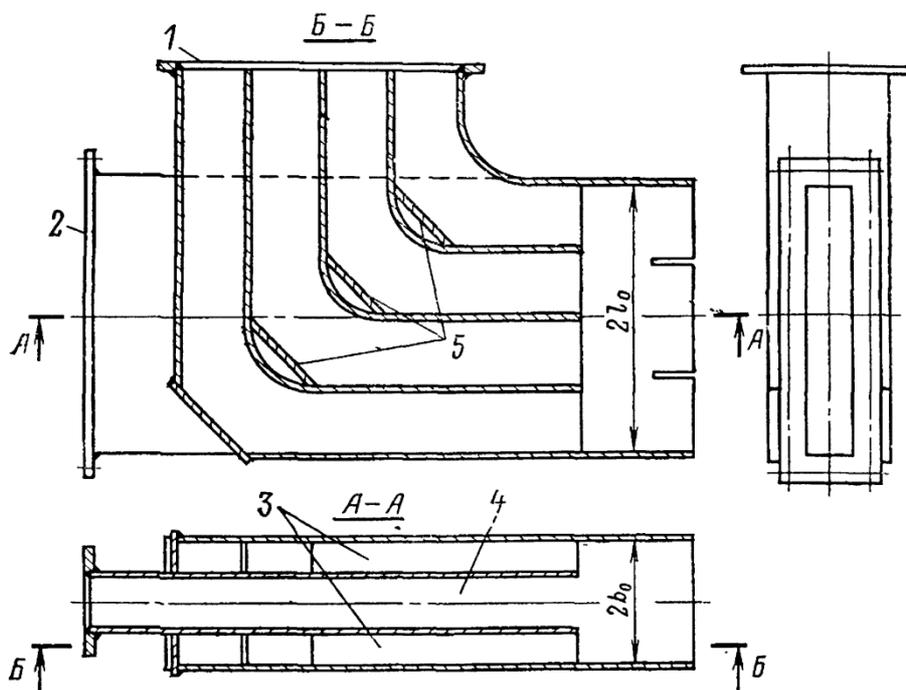


1 – патрубок пылевоздушной смеси; 2 – канал пылевоздушной смеси; 3 – короб вторичного воздуха; 4 – поворотные насадки

Рисунок 6.5 – Прямоточная многощелевая горелка

В щелевой горелке с внешней подачей воздуха пылевоздушная смесь через пылепровод подводится к входному круглому патрубку 1, переходящему в несколько каналов 2 прямоугольного сечения, которые имеют поворотные насадки 4, вторичный воздух подается через короб 3 в пространство между каналами пылевоздушной смеси. При выходном сечении, близком к квадрату, горелка выдает дальнобойный факел. Принято считать, что внешняя подача вторичного воздуха ухудшает условия зажигания и развития процесса горения.

Горелки с внешней подачей пылевоздушной смеси служат для улучшения условий воспламенения. На рисунке 6.6 показана пылеугольная щелевая горелка МЭИ с внешней подачей пылевоздушной смеси. Для уменьшения дальнобойности и обеспечения быстрого распространения воспламенения по всему сечению факела горелку выполняют щелевой формы, т.е. с большим отношением $l/b_0=3-6$, где l и b_0 – высота и ширина горелки.



1 – патрубок пылевоздушной смеси; 2 – патрубок вторичного воздуха;
 3 – каналы пылевоздушной смеси; 4 – канал вторичного воздуха;
 5 – отбойные плиты в каналах пылевоздушной смеси

Рисунок 6.6 – Пылеугольная щелевая горелка МЭИ с внешней подачей пылевоздушной смеси

В этих горелках для каменных и бурых углей для улучшения смешения вторичного воздуха с пылевоздушной смесью перегородки между каналами первичного и вторичного воздуха не доводят до выходного сечения, а выполняют короткими, создавая участок предварительного смешения. В случае необходимости усиления зажигания выходную часть горелки выполняют с плавным раскрытием для повышения устойчивости зажигания аэродинамическим торможением периферийных слоев. Горелка предназначена для сжигания топлив как с малым, так и с большим выходом летучих.

На рисунке 6.7 представлен блок угловых прямооточных горелок, включающий по высоте четыре пылеугольные и две мазутные щелевые поворотные горелки для котла энергоблока мощностью 550 МВт.

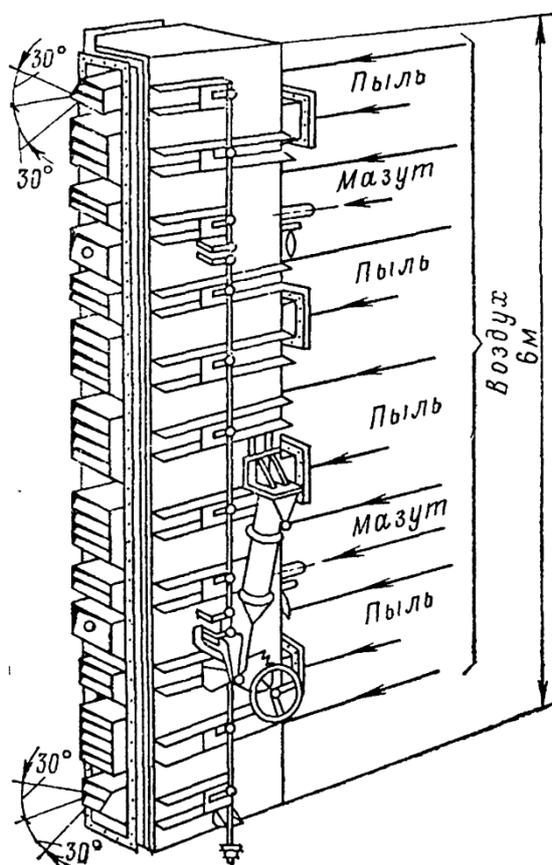
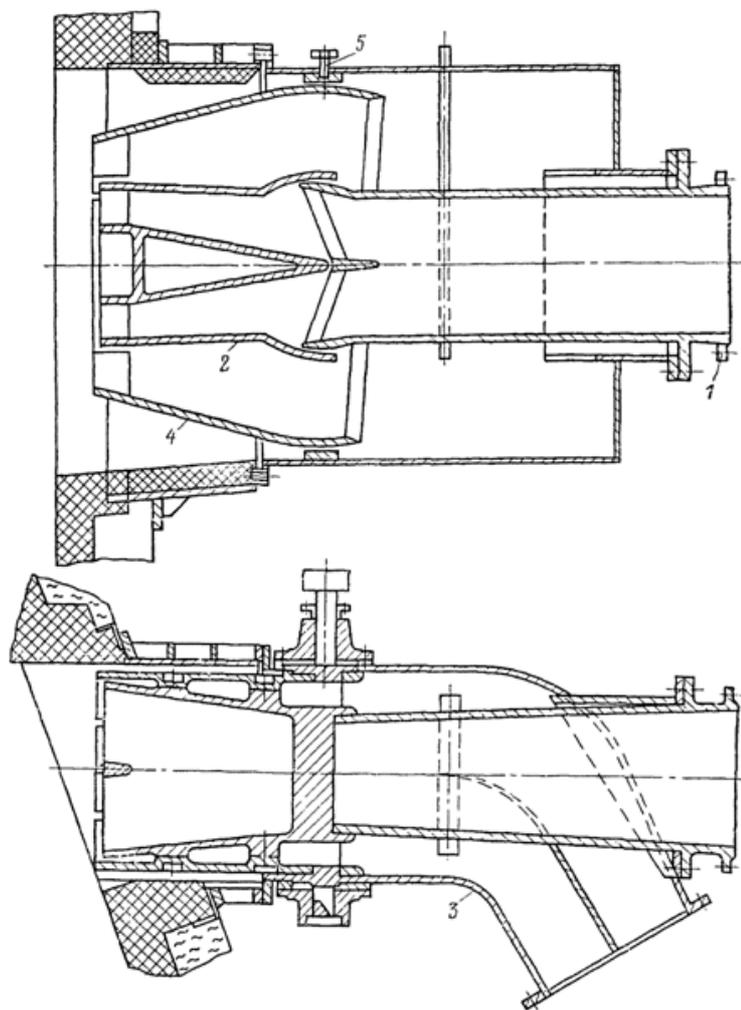


Рисунок 6.7 – Угловая пылеугольная горелка

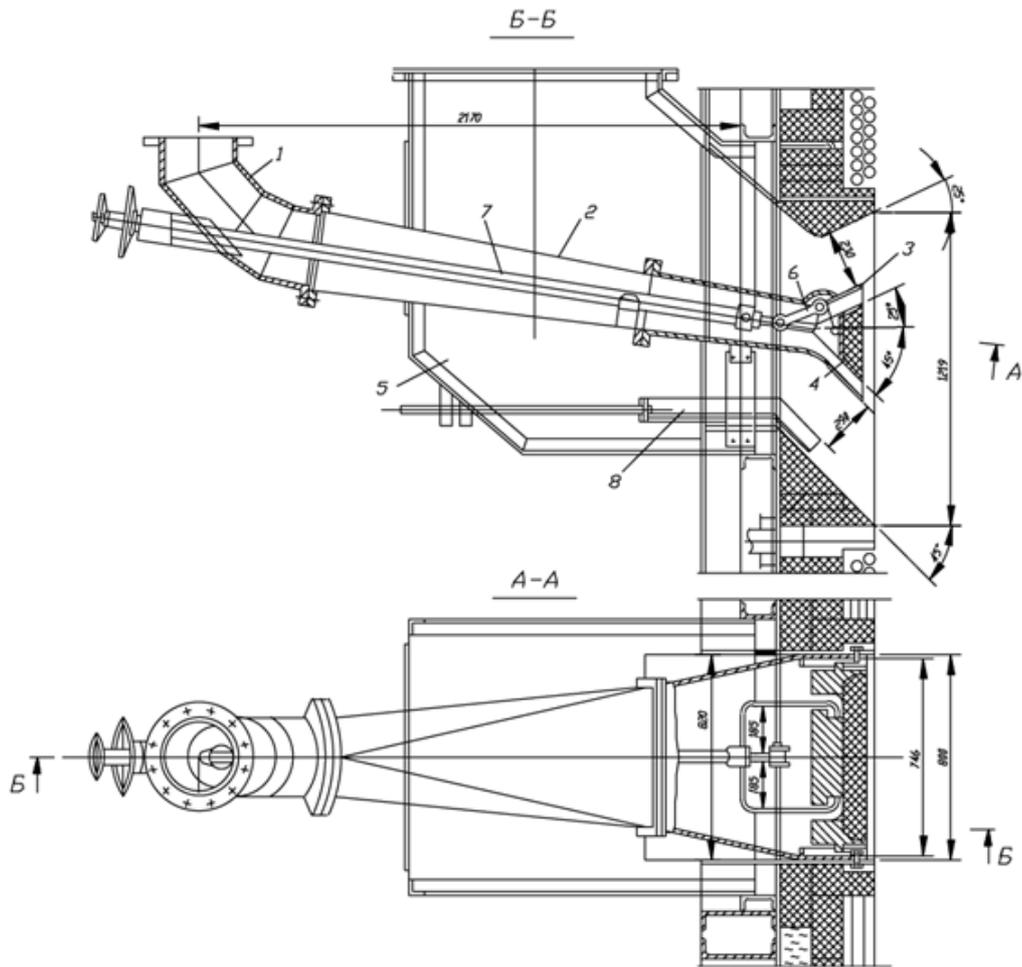
При угловой компоновке применяются также прямооточные щелевые поворотные горелки. В поворотной горелке конструкции ЗиО (рисунок 6.8) сопла первичного 2 и вторичного 4 воздуха поворачиваются на шарнирах 5 вверх по горизонтальной плоскости на 12° и вниз на 20° . Поворотом горелки пользуются при наладке топочного процесса и для регулирования температуры перегрева пара.



1 – фланец для присоединения пылепровода; 2 – сопло первичного воздуха; 3 – короб вторичного воздуха; 4 – сопло вторичного воздуха; 5 – поворотные шарниры

Рисунок 6.8 – Угловая пылеугольная горелка ЗиО

Горелка БПК-ОРГРЭС представлена на рисунке 6.9. Она имеет на выходе из прямоугольного канала первичного воздуха плоский рассекатель. В топочной камере, снабженной горелками БПК-ОРГРЭС, отдельные факелы между собой плохо взаимодействуют.

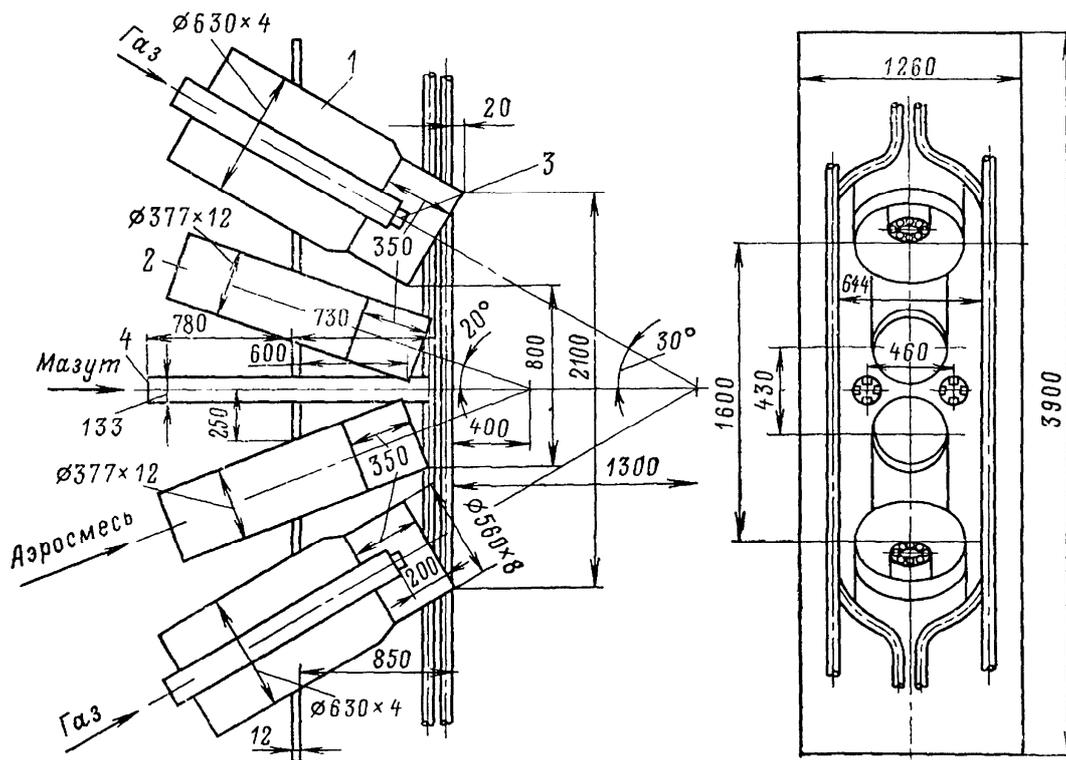


1 – подводящее колено; 2 – переходной патрубков; 3 – чугунный раструб; 4 – рассекатель; 5 – короб вторичного воздуха; 6 – рычажная передача; 7 – шток; 8 – шибер

Рисунок 6.9 – Пылеугольная щелевая горелка БПК-ОРГРЭС

Эти горелки работают преимущественно по принципу индивидуального действия. Их устанавливают на одной фронтальной либо встречно на двух противоположных стенах. Эти горелки применяют для углей как с малым, так и большим выходом летучих.

На рисунке 6.10 показана плоскофакельная горелка ЦКТИ-ТКЗ и Ворошиловградской ГРЭС.



1 – трубы вторичного воздуха; 2 – трубы для подачи первичного воздуха с угольной пылью; 3 – газовые наконечники; 4 – плоскофакельная паромеханическая мазутная форсунка

Рисунок 6.10 – Плоскофакельная горелка ЦКТИ-ТКЗ и Ворошиловградской ГРЭС

Эта горелка состоит из двух труб вторичного воздуха 1, направленных друг к другу под углом 60° , между ними также симметрично относительно оси горелки расположены две трубы 2 для подачи первичного воздуха с угольной пылью, направленные друг к другу под углом 40° . Точка пересечения осей труб вторичного воздуха удалена от торцевой плоскости горелки на расстоянии, равном $2,2 D_2$, где D_2 – диаметр труб вторичного воздуха. По оси сопел вторичного воздуха расположены газовые наконечники 3, а по оси горелки установлена плоскофакельная паромеханическая мазутная форсунка 4.

На котлах производительностью до 230 т/ч эти горелки располагаются встречно на боковых стенах, а на котлах большей производительности – встречно на фронтальной и задней стенах. Использование соударения струй позволяет регулировать положение факела по высоте топочной камеры изменением количественного соотношения в подаче вторичного воздуха через верхнюю и нижнюю трубы.

Плоскофакельная горелка ЦКТИ-ТКЗ-ВоГРЭС предназначена для сжигания твердого топлива как с малым, так и большим выходом летучих, а также для мазута и природного газа. При сжигании пылевидных топлив скорость выхода первичного воздуха рекомендуется в пределах 25-30 м/с, а вторичного – 40-50 м/с. Плоскофакельные горелки выполняют производительностью по АШ до 10 т/ч.

При отсутствии внешних сил потоки, вытекающие из прямооточных горелок, двигаются в виде плоских струй, что позволяет организовать их хорошее взаимодействие в топочной камере. Поэтому при применении прямооточных горелок способ их компоновки имеет большее значение для организации топочного процесса, чем их индивидуальные свойства. Как хорошо взаимодействующие, прямооточные горелки применяют при угловой, встречной, встречно-смещенной и фронтальной компоновке.

Сравнивая прямооточные горелки с вихревыми, можно сказать, что при использовании вихревых горелок в организации процесса доминирующее значение приобретают свойства самих горелок.

При использовании щелевых горелок растопочные мазутные форсунки устанавливают под ними или на примыкающих стенах несколько ниже основных горелок.

6.3 Современные устройства для сжигания пылеугольного топлива

Современными тенденциями повышения эффективности использования ПУТ являются совершенствование систем автоматического управления параметрами работы пылеугольных горелок и использование плазмотронов для обеспечения возможности сжигания низкорекреационных топлив без подсветки факела.

Пылеугольные горелки фирмы SAACKE (рисунок 6.11) – двухблочные. Блок горелки имеет ввод и завихритель воздушнотопливной смеси и первичного воздуха и форсунку. Горелка может работать на пыли бурого, каменного углей и на любой другой горючей пыли. Пылеугольные горелки комплектуются электронным регулятором соотношения топливо-воздух.

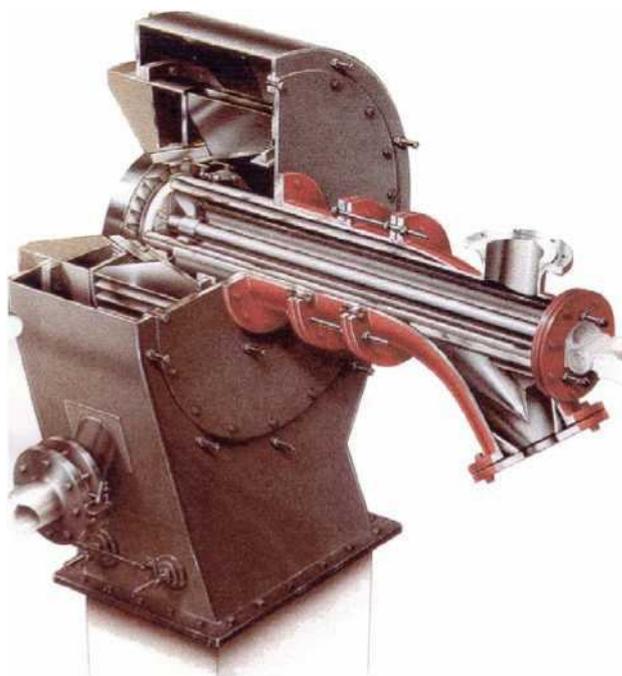


Рисунок 6.11 – Пылеугольная горелка фирмы SAACKE

Процесс работы горелки полностью автоматизирован при работе на любом топливе. Сжигание пыли осуществляется под центральным наддувом в топку, целью которого является обеспечение оптимального процесса горения с минимальным образованием NO_x .

Особенностью пылеугольных горелок SAACKE является регулирование соотношения топливо-воздух, так называемая “Split-Streams” (двойное обтекание), процесс деления потока воздуха горения. С помощью внедрения ряда мероприятий достигается ступенчатое горение, которое гарантирует полное сжигание топлива и низкие выбросы вредных веществ в атмосферу.

Температура угольной пыли не должна превышать 120°C , чтобы уменьшить вероятность пожара и взрыва. Для разрыхления пыли в бункере хранения рекомендуется использовать сжатый воздух, который подается через специальную форсунку. Подача пыли к горелке осуществляется пневмотранспортом, а подача смеси пыли и воздуха – ротационной воздуходувкой, которая имеет характеристику, близкую к постоянной. Это значит, что объемный расход почти не изменяется во всем диапазоне нагрузки. Скорость топливной смеси в пылеприводе составляет 22-25 м/с. При скорости менее 22 м/с возможны скопления пыли (отложения) в пылепроводе, более 25 м/с – высокий абразивный износ пылепровода.

Характеристики потоков для минимального образования NO_x в уходящих газах:

Вторичный воздух 1	60 %	50 м/с
Вторичный воздух 2	20 %	50 м/с
Первичный воздух	10%	40-50 м/с
Воздух пневмотранспорта	10%	22-25 м/с

Плазменно-топливные системы (ПТС). В настоящее время энергетика ориентирована на использование органического топлива, главным образом низкосортных углей, доля которых в

выработке электроэнергии составляет 40%, а тепловой – 24%. В этой связи повышение энергоэффективности пылеугольных тепловых электростанций является приоритетной задачей современной теплоэнергетики. Данная плазменно-топливная система для безмазутной растопки котлов (рисунок 6.12), подхвата и стабилизации горения пылеугольного факела отвечает этим требованиям. В последнее время актуальность этой плазменной технологии возрастает еще больше в связи с истощением запасов нефти и газа, снижением качества твердых топлив и замедлением прироста мощностей АЭС.

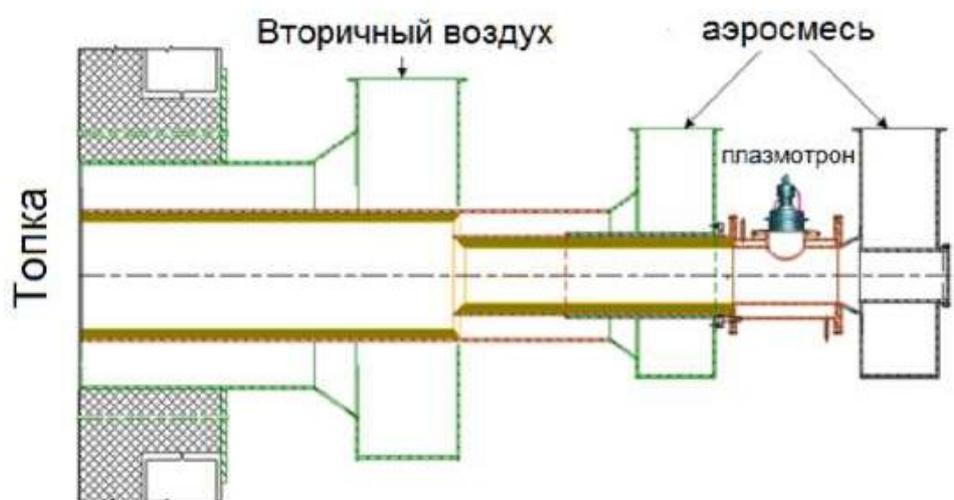


Рисунок 6.12 – Плазменно-топливная система

В основе технологии плазменного воспламенения угля и реализующих ее ПТС лежит электротермохимическая подготовка топлива к сжиганию (ЭТХПТ). Суть ЭТХПТ заключается в нагреве плазменным факелом при дефиците кислорода потока пылеугольной смеси в специальной камере до температуры, превышающей температуру самовоспламенения данного угля. При этом происходит практически полный выход летучих и частичное сгорание и/или газификация углерода угля. В результате в топке полученная топливная смесь или

высокорреакционное двухкомпонентное топливо (ВДТ), состоящее из горючего газа и коксового остатка, воспламеняется при смешении с вторичным воздухом и устойчиво горит без использования газа или мазута для стабилизации факела даже в холодной топке. Процесс ЭТХПТ осуществляется в ПТС.

Плазменные технологии безмазутной растопки котлов и стабилизации факела имеют следующие преимущества перед традиционными технологиями:

- сокращение расхода мазута и газа на ТЭС;

- энергетическая эффективность плазменно-топливных систем в 3-4 раза выше, т.к. относительная электрическая мощность плазмотронов составляет (в зависимости от типа угля и горелки) лишь 0,5-2% от тепловой мощности пылеугольной горелки;

- замещение стабилизирующего топлива (мазута или природного газа) углем позволяет снизить образование оксидов азота на 40-50% из-за преобразования топливного азота в молекулярный азот в обедненных кислородом зонах воспламенения и сжигания, выделения оксидов серы снижается на 30-40% (если углем замещается высокосернистый мазут), а выбросы пятиоксида ванадия подавляются почти полностью;

- снижение эмиссии диоксида углерода благодаря повышению эффективности процесса сжигания на пылеугольных котлах в результате уменьшения мехнедожога топлива;

- возможность растопки энергетических блоков ТЭС при потере собственных паровых нужд станции;

- использование широкой гаммы энергетических углей, лигнита, горючего сланца, торфа, биомассы и их смесей при сохранении технических, экономических и экологических показателей энергетических блоков.

Принципиальная проблема, которая сдерживает промышленную реализацию плазменно-угольной технологии, заключается в необходимости использования достаточно мощных

плазмотронов (свыше 200 кВт). Мощность плазмотрона определяется минимальными относительными затратами энергии, равными отношению тепловых мощностей плазмотрона и пылеугольной горелки, для АШ составляет 1,5-2,0 %. Реальный ресурс непрерывной работы мощных плазмотронов в лучшем случае составляет несколько сотен часов (декларируется больший, но никто его не может продемонстрировать).

7 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДОУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА В ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

Идея использования водоугольных суспензий в качестве топлива зародилась еще в 50-х годах в Институте горючих ископаемых АН СССР. Поиски технологии их приготовления и использования диктовались обострением необходимости утилизации тонких угольных шламов, появившихся в больших количествах при интенсивном развитии гидродобычи и гидротранспорта угля, а также при обогащении углей мокрым способом. К решению проблемы были подключены ведущие научно-исследовательские угольные институты страны. Для исследования процессов приготовления и горения суспензий было построено несколько экспериментальных установок. Аналогичные работы проводились тогда в США, ФРГ и других странах.

Для конкуренции с высокоуглеродистыми видами топлива водоугольные суспензии не имели достаточно высокой доли угольных частиц и для эффективности сжигания требовали «подсветки» другим – высокорекреактивным – топливом. Кроме того, горелочные устройства с форсунками тонкого распыления суспензии по надежности уступали мазутным, также были технические недоработки в части вспомогательного оборудования.

Интерес к водоугольному топливу возобновился в связи с мировым нефтяным кризисом в середине 70-х годов. Активизация исследований вызывалась необходимостью снижения зависимости крупных потребителей от нефтяных поставщиков. Наибольшее количество научных организаций, производственных фирм и корпораций было привлечено к проблеме в 1979-1984 годах. Более 100 организаций в США,

Швеции, Великобритании, Китае, Японии, Канаде, Италии и ряде других стран занимались изучением и внедрением водоугольного топлива. На их базе были созданы крупные международные корпорации Carbogel, Fluidgarbon (Швеция), Co-Al (США), Densecoal (ФРГ) и др. Им удалось создать многочисленные составы и технологии приготовления и использования водоугольных суспензий.

Водоугольное топливо (ВУТ) – новое поколение искусственного композиционного топлива, представляющего собой дисперсную топливную систему, состоящую из тонкоизмельченного угля, воды и реагента-пластификатора. Производится из антрацитов, каменных и бурых углей любых марок, угольного шлама и из воды любого качества, включая шахтные и промсточные воды.

Состав водоугольного топлива:

Уголь.....	59-70%
Вода.....	29-40%
Реагент-пластификатор.....	1%
Температура воспламенения.....	450-650°C
Температура горения.....	950-1050°C

Большая часть проектов по возобновляемым и нетрадиционным источникам энергии в Украине, к сожалению, рассчитана на далекую перспективу. В практическом же плане, если ориентироваться на ближайшее будущее, нужно определить роль и место угольного топлива. Для Украины это может быть колоссальным дополнительным энергоресурсом. Однако экологические ограничения (особенно после ратификации Киотского протокола) требуют разработки и внедрения новых экологически чистых угольных технологий, обеспечивающих полноту использования топлива при максимально низкой вредной нагрузке на окружающую среду. Для угольной энергетики принципиально важен переход от прямого сжигания угля в топочных устройствах к приготовлению из углей

различных качеств, в том числе и из отходов углеобогащения, водоугольного топлива.

В научно-технической литературе в настоящее время практически отсутствуют сведения о применении водоугольного топлива. Некоторые данные о практической стороне использования ВУТ представлены в Internet-ресурсах.

Преимущества использования ВУТ (согласно отзывам экспертов на сайтах энергетических компаний) :

- *простота транспортировки*: ВУТ транспортируется в железнодорожных и автоцистернах, по трубопроводам, в танкерах и наливных судах; хранится в закрытых резервуарах; сохраняет свои свойства при длительном хранении и транспортировке; взрыво- и пожаробезопасно;

- *технологические преимущества*: подобно жидкому топливу и при переводе теплогенерирующих установок на сжигание водоугольного топлива, не требуется существенных изменений в конструкции котлов (агрегатов); возможно сжигание в топках для слоевого сжигания твердого топлива, в камерных топках для пылеугольного и жидкого топлива, при сжигании в кипящем слое; дает возможность легко механизировать и автоматизировать процессы приема, подачи и сжигания топлива; технология вихревого сжигания при температуре 950-1050°C гарантирует эффективность использования топлива свыше 97% (при слоевом сжигании угля данная величина не превышает 60%); после приготовления ВУТ остаточная зольность не превышает 2-8 мас. %;

- *экономические преимущества*: снижает в 2-3 и более раз стоимость 1 т условного топлива (у.т.); на 15-30% сокращаются эксплуатационные затраты при хранении, транспортировке и сжигании; обеспечивает снижение в 3 раза капитальных затрат при переводе ТЭЦ и ГРЭС с сжигания природного газа и мазута на водоугольное топливо; окупаемость затрат при внедрении ВУТ составляет 1-2,5 года.

- *экологические преимущества*: безопасно для окружающей среды на всех стадиях производства, транспортирования и использования; в 1,5-3,5 раза снижает вредные выбросы в атмосферу пыли, оксидов азота, бенз(а)пирена, двуокиси серы; обеспечивает эффективное использование образующейся при сжигании летучей золы.

Недостатки использования ВУТ (согласно отзывам экспертов на сайтах энергетических компаний):

- рабочий состав суспензии содержит не менее 40% воды, на испарение которой нужно затратить часть химической энергии топливной составляющей ВУТ;

- процесс получения суспензии является достаточно энергозатратным: для помола 1 т сухого угля, пригодного для использования ТЭЦ, необходимо затратить 15-20 кВт/ч, энергозатраты в процессе приготовления суспензии, предназначенной для транспортировки по трубам, могут превосходить 100 кВт/ч на тонну;

- при измельчении жидких смесей износ оборудования и, следовательно, затраты на его амортизацию в разы выше, чем при сухом помоле;

- создание протяженной трубопроводной инфраструктуры и переоборудование котлов ТЭС является весьма капиталоемким.

Авторы данной работы обращают внимание на ряд особенностей использования ВУТ, вытекающих из теплотехнического анализа процессов, которые имеют место при его использовании:

- состав продуктов сгорания, полученных при сжигании ВУТ, характеризуется существенно повышенным содержанием трехатомных газов за счет испарения водной составляющей ВУТ;

- использование ВУТ приведет к сокращению расхода твердого топлива (в пересчете на топливную составляющую) только в том случае, когда доля топлива, безвозвратно затрачиваемая на испарение влаги, превысит долю топлива,

теряемую с механическим недожогом при использовании традиционных технологий;

Что касается механизма горения ВУТ и объяснения сущности достигаемых положительных результатов, в частности от снижения механического недожога, то, по мнению авторов данной работы, существенными являются следующие моменты:

- значительное развитие получает процесс газификации углерода топливной составляющей ВУТ водяным паром с последующим горением образовавшихся горючих газов в пределах факела;

- топливные частицы при горении в меньшей степени зашлаковываются из-за более низкого содержания золы в топливной составляющей ВУТ и более низкой температуры процесса, при которой зола не оплавляется и не изолирует горящую частицу от окислителя.

Способы приготовления ВУТ. Благодаря активной работе научно-исследовательских организаций мира в настоящее время известно много способов приготовления водоугольного топлива. Некоторые из них:

- получение жидкого топлива с измельчением твердого углеродсодержащего вещества (угля, кокса, полукокса, лигнита и др.) до 0,15-2,0 мм в присутствии воды и/или органической (углеводородной) жидкости с помощью дробящего материала (шаров и др.), который затем отделяется (измельчение и смешивание осуществляют с помощью механической мельницы, а полученное топливо используют в качестве дизельного или добавки к нему);

- приготовление водоугольного топлива с дозированной подачей предварительно дробленого угля, воды и реагента-пластификатора на мокрое измельчение в шаровой мельнице;

- смешивание с водой угольной пыли с размером частиц не более 20 мкм (полученное топливо используют для двигателей внутреннего сгорания);

- получение водоугольного топлива из бурых углей при сухом измельчении, дегазации и смешивании с водой и добавками в гомогенизаторе, причем, сухое измельчение угля ведут одновременно с его гидрофобизацией в струйной мельнице в инертной среде при 600-1000°С.

- приготовление водоугольного топлива благодаря мокрому измельчению угля с водой при нагреве гидросмеси до 200-300°С токами высокой частоты под давлением 1,5-10 МПа и введении в гидросмесь поверхностно-активных добавок;

- приготовление ВУТ с включением мокрого измельчения и классификацией угля, подачей воды и диспергаторов в мельницу, причем, процесс ведут с предварительной электрохимической обработкой воды;

- способ получения жидкого топлива из угля, включающий окисление угля водным раствором азотной кислоты, отделение жидкой фазы и растворение твердой;

Наиболее распространенным можно считать способ приготовления ВУТ, состоящий из трёх основных стадий (рисунок 7.1):

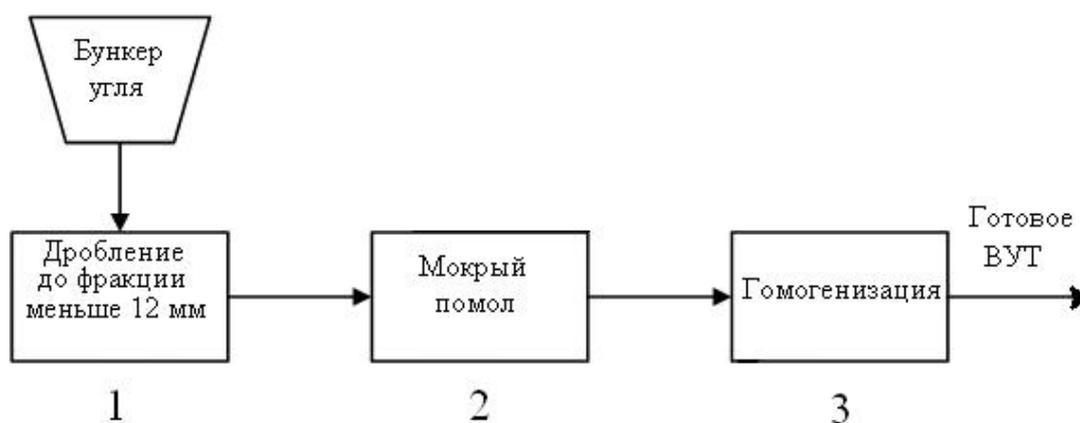


Рисунок 7.1 - Стадии приготовления водоугольного топлива

1. Предварительное дробление (до фракции 10..12мм);
2. Мокрый помол (до фракции меньше 100...150мкм);
3. Гомогенизация.

Первая стадия (предварительное дробление) необходима для получения угольной крошки с фракцией 10-12 мм. Дробление осуществляется на стандартных дробилках (молотковых, щёковых и т.д.). Если в качестве сырья для приготовления ВУТ используется угольный шлам или уголь с фракциями штыб, семечко, то данная стадия исключается из общей линии приготовления ВУТ.

Вторая стадия включает помол до финальной фракции (менее 100-150 мкм) уже в присутствии воды в оборудовании мокрого помола. Данный этап является ключевым при приготовлении ВУТ, поскольку определяет дальнейшие характеристики ВУТ (грансостав, вязкость, стабильность и т.д.). Кроме того, данный этап обычно является самым энергозатратным. Самым популярным оборудованием мокрого помола до сегодняшнего дня были специально спроектированные вибромельницы различных модификаций, где помол угля осуществляется мелющими телами (шарами, стержнями) в присутствии воды. На сегодняшний день рынок вибромельниц для мокрого помола весьма ограничен единичными моделями. В основном это мельницы типа ВМ-200 и ВМ-400 производительностью по эталонному продукту до 2,5 т/ч (до 500 мкм), по ВУТ - не более 1,5 т/ч. Основным недостатком вибромельниц являются высокие энергозатраты на приготовление ВУТ, которые составляют не менее 55 кВт·ч/т. Водугольная суспензия, выходящая из оборудования мокрого помола, может включать в себя частицы с разбросом по грансоставу. Поэтому для приготовления окончательного ВУТ может потребоваться классификация выходящей из вибромельниц суспензии для выделения частиц с подходящим грансоставом и превышающим его (для вибромельниц такая классификация необходима). Подобная классификация приводит к изменению соотношения твёрдое/жидкое, что, впоследствии, требуется корректировать дополнительными мерами.

При использовании гидроударного узла мокрого помола (ГУУМП) необходимость классификации водоугольной суспензии отсутствует: в силу принципа помола грансостав на выходе правильно настроенного ГУУМП практически идентичен для широкого диапазона марок углей. Одновременно с помолом, ГУУМП осуществляет гомогенизацию водоугольной суспензии, устраняя неравномерности распределения частиц угля внутри суспензии. В ряде случаев на стадии мокрого помола в состав ВУТ могут быть включены различные добавки, необходимые для увеличения статической стабильности ВУТ, снижения вязкости или др. Также, на данной стадии могут быть включены различные отходы производства: мазутные, канализационные и др.

Как указано выше, *третья стадия* (гомогенизация) необходима для придания ВУТ гомогенных свойств. В ряде случаев на данной стадии в состав ВУТ могут быть внесены дополнительные добавки, в т.ч. пластификаторы и стабилизаторы.

Стоимость ВУТ существенно зависит от используемого исходного сырья. В случае приготовления ВУТ из шламов (отходов угольного производства), которые с учетом извлечения на порядок дешевле, чем сам бурый или каменный уголь, его стоимость в пересчете на 1 т у.т. ниже стоимости мазута в 2-4 раза и не превышает 15-20% от цены исходного угля на месте его добычи. Экономия на выработке тепловой и электрической энергии поможет окупить затраты на реконструкцию котельной из трех-четырех котлов за 2,5-3 года. При замене угля на ВУТ можно снизить выбросы в атмосферу твердых частиц в 2,5-3, оксидов азота – в 1,5-2, а оксидов серы – в 2-2,5 раза. Полнота сгорания этого топлива – не ниже 95%. После сжигания ВУТ остается порошок в виде конгломератов белого или серого цвета, состоящих, в основном, из несгораемых минеральных частиц. Такой низкий процент отходов упрощает решение сложной

задачи улавливания летучей золы. Переработка шламов в ВУТ обеспечит решение и некоторых других проблем отраслей угледобычи и ЖКХ. Рекультивация земель, занятых отвалами и отстойниками, улучшит экологическую обстановку на угольных шахтах и разрезах, а перевод котельных на автоматизированные процессы сжигания ВУТ исключит тяжелый ручной труд кочегаров.

8 ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЕ

8.1 Системы шлакозолоудаления

При сжигании твердого топлива часть золы, содержащейся в нем, остается в топке в виде шлака, а часть уносится продуктами сгорания. При этом зола частично оседает в газоходах котла и улавливается в золоуловителе, частично удаляется вместе с дымовыми газами в атмосферу. В шлаке и уносе имеются частицы несгоревшего топлива. Шлак, удаляемый из топки, представляет собой крупные куски сплавленной стекловидной или хрупкой губчатой массы, а унос, осаждающийся в газоходах и золоуловителе, – сыпучую подвижную смесь частиц золы и несгоревшего топлива. Зола и шлак представляют ценное сырье для производства строительных материалов. Шлаки могут быть использованы как добавка к цементу при производстве силикатного и алюмосиликатного кирпичей, шлакоблоков, камнелитейных изделий, огнеупоров, шлаковой ваты и др.

Количество шлака и золы, которое необходимо удалять из котлов большой производительности, работающих на многозольном топливе, составляет сотни тонн в сутки. Поэтому шлакозолоудаление является трудоемким процессом. Некоторые операции шлакозолоудаления, если они выполняются вручную, опасны и вредны для персонала.

К системам шлакозолоудаления предъявляются следующие основные требования:

- безопасность работы и обеспечение нормальных санитарно-гигиенических условий труда для персонала;
- минимальные расходы на удаление шлака и золы, в частности расходы электроэнергии и воды;
- возможность дальнейшего использования шлаков и золы.

Процесс шлакозолоудаления можно разделить на две стадии: очистка шлаковых и зольных бункеров котла и золоуловителей от содержимого и транспорт шлака и золы. Последняя операция разделяется на транспорт шлака и золы от котлов за пределы котельной и их дальнейший транспорт на золоотвалы или к потребителям. Общее количество шлака и золы, удаляемое из котлов, кг/ч, находят по формуле:

$$G_{\text{зш}} = 0,01B_p \cdot \left(A^p + q_4 \cdot \frac{Q_H^p}{32,7 \cdot 10^3} \right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{зу}}}{100} \right),$$

где B_p – расход топлива, кг/ч; A^p — зольность топлива, %;

q_4 – потеря теплоты с механическим недожогом, %;

Q_H^p – теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$\eta_{\text{зу}}$ – коэффициент полезного действия золоуловителя, %.

Количество шлака и золы зависит от способа сжигания топлива и конструкции топочного устройства и характеризуется примерными данными, приведенными в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Распределение количества шлака и золы

Конструкция топки	Выход шлака, % общего количества шлака и золы	Количество золы, оседающей в газоходах котла, % общего количества шлака и золы	Количество золы, выносимой дымовыми газами из котла, % общего количества шлака и золы
Топки для слоевого сжигания топлива	80	5-10	10-15
Топки для пылеугольного сжигания топлива с сухим шлакоудалением	15-20	10-15	60-75
Топки для пылеугольного сжигания топлива с жидким шлакоудалением	40-55	5-10	35-55

В зависимости от вида сжигаемого топлива плотность шлака составляет 2,2-2,6, а золы – 2,0-2,5 т/м³.

Более 50 % шлака имеют размеры частиц более 3 мм. Основная масса золы состоит из частиц размером 0,01-0,5 мм.

Для удаления шлака и золы из топок, золовых бункеров котлов и золоуловителей и далее из помещения котлов на золоотвал применяют следующие системы шлакозолоудаления:

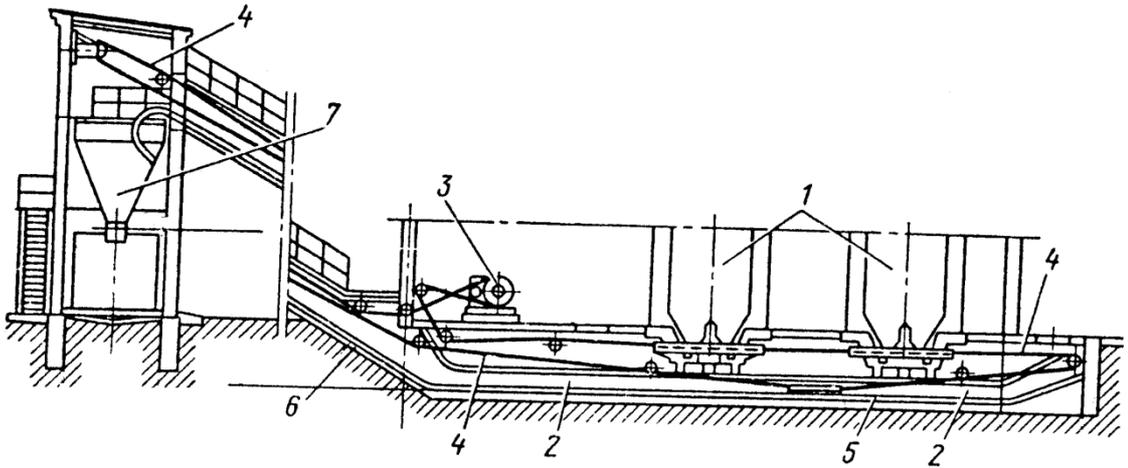
- механическую;
- пневматическую;
- гидравлическую.

Механическая система шлакозолоудаления. При этой системе шлакоудаления выгрузка шлака из бункеров осуществляется скребковыми транспортерами или шнеками, а золы – клапанами-мигалками или вращающимися лопастными затворами.

Шлак и зола сбрасываются в приемный канал, расположенный в золовом помещении, и далее с помощью скрепера, горизонтально-вертикального подъемника или другими механизмами подаются в сборный бункер, находящийся за пределами котлов. Транспорт шлака и золы на золоотвал или на завод для переработки осуществляется автомашинами или железнодорожными вагонами. На рисунке 8.1 показана система механического шлакозолоудаления со скрепером.

Механические системы шлакозолоудаления не требуют больших затрат электроэнергии и воды, которые составляют 2-3 кВт·ч/т и 0,2-0,5 м³/т, однако не обеспечивают удаления больших масс шлака и золы и не решают вопроса внешнего их транспорта.

Поэтому механические системы шлакозолоудаления применяются только для котельных установок малой мощности.



1 – бункер шлака котла; 2 – скреперный канал; 3 – лебедка; 4 – натяжной трос; 5 – ковш; 6 – эстакада; 7 – сборный бункер для шлака и золы

Рисунок 8.1 – Схема шлакозолоудаления со скрепером

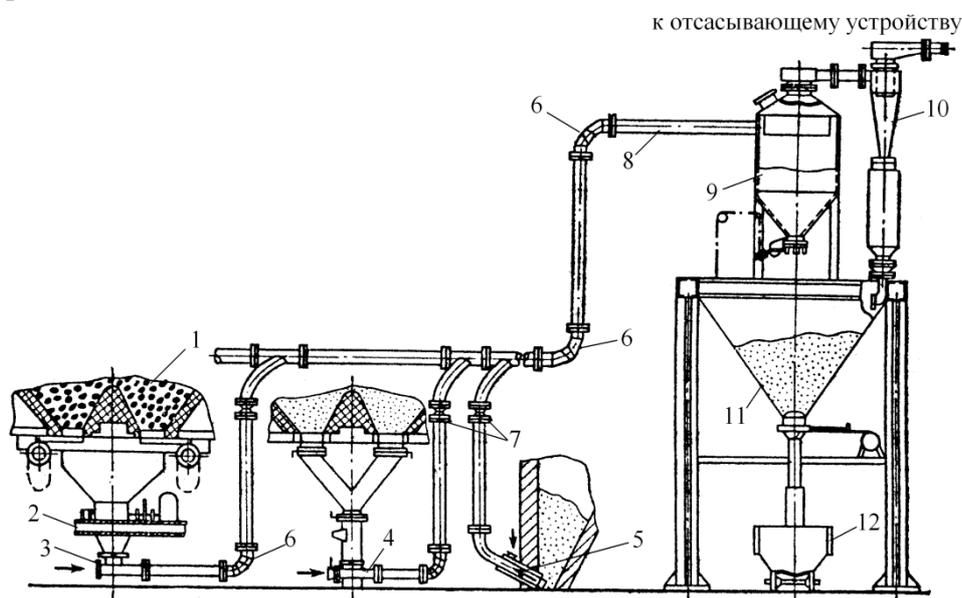
Пневматическая система шлакозолоудаления.

Пневматический транспорт шлака и золы основан на способности потока газов при достаточной скорости перемещать сыпучие материалы. Пневмошлакозолоудаление осуществляется по нагнетательной и всасывающей схемам. В случае нагнетательной схемы система находится под давлением, в случае всасывающей – под разрежением. Применяют обычно системы, осуществляемые по всасывающей схеме, при которых в качестве транспортирующего агента используется воздух и вся система находится под разрежением, создаваемым паровыми эжекторами или вакуум-насосами.

Схема пневматической системы шлакозолоудаления, работающей под разрежением, создаваемым паровыми эжекторами, представлена на рисунке 8.2.

Шлак после измельчения до размеров меньше 35 мм в валковых дробилках, установленных под каждым шлаковым бункером, и зола из золовых бункеров поступают во всасывающие насадки, подхватываются воздухом, поступающим

через насадки в систему, и транспортируются по трубопроводам в циклон, где происходит отделение золы и шлака от воздуха.



1 – шлаковый бункер; 2 – шлакодробилка; 3 – насадка для приема золы; 4 – насадка для приема золы; 5 – телескопическая насадка; 6 – сварное колено; 7 – запорный кран; 8 – шлакозолопровод; 9 – осадительная камера; 10 – циклон; 11 – бункер; 12 – вагон

Рисунок 8.2 – Схема пневматического шлакозолоудаления

Из циклона зола и шлак поступают в сборный бункер и далее в железнодорожные вагоны или автомашины, которыми вывозятся на золоотвал или для переработки. Воздух из циклона отсасывается через пылеуловитель паровыми эжекторами и вместе с паром сбрасывается в дымовую трубу.

Концентрация золы и шлака, взвешенных в воздухе, не должна превышать 4-7 кг/кг. Диаметр золопроводов составляет 90-120 мм. Скорость потока при транспорте шлакозоловой смеси должна быть более 25м/с. При транспорте одной золы скорость принимают не менее 12м/с. Разрежение, создаваемое эжекторами или вакуум-насосами – 30-40 кПа. Расход пара эжекторами

составляет 0,8-1 кг/кг транспортируемой массы шлака и золы. Расход энергии на дробление шлака – 0,8 кВт·ч/т.

Транспорт шлака и золы может производиться на расстояние до 200 м при подъеме их до 30 м.

Достоинства систем пневмошлакозолоудаления:

- простота устройства и обслуживания;
- возможность непосредственного использования получаемых в сухом виде шлака и золы для различных целей;
- отсутствие загрязненных сточных вод.

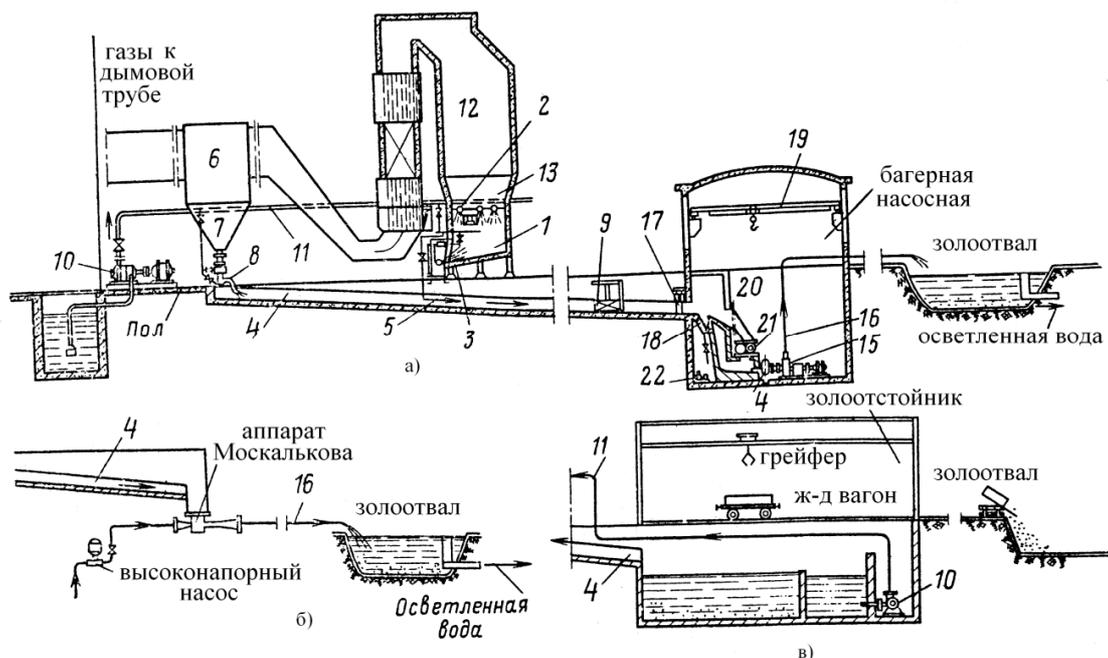
Недостатками системы пневмошлакозолоудаления являются быстрый износ шлакозолопроводов, а также ограниченный радиус действия, что определяет необходимость дополнительного применения внешнего колесного транспорта.

Пневмошлакозолоудаление применяют для котельных установок малой производительности при нецелесообразности устройства гидрозолоудаления, а также в случае необходимости получения сухого шлака и золы по условиям их дальнейшего использования. В котельных установках большой производительности пневматический транспорт золы применяют в сочетании с гидрозолоудалением.

Гидравлическая система шлакозолоудаления. В этом случае в качестве транспортирующего агента используется вода. Транспорт шлака и золы в помещении котлов производится в каналах без давления, и системы различаются способом внешнего транспорта смеси воды, шлака и золы (гидромассы) на золоотвал. Применяют преимущественно следующие системы внешнего транспорта гидромассы: совместный транспорт гидромассы шлака и золы по общим трубопроводам на золоотвал, отдельный транспорт гидромассы шлака и гидромассы золы по индивидуальным трубопроводам. При совместном транспорте для перекачки гидромассы применяют эжектирующие гидроаппараты или багерные насосы, а иногда гидропневматические эрлифт-насосы. При отдельном

транспорте для перекачки гидромассы шлака применяют гидроаппараты или багерные насосы, а гидромассы золы – шламовые насосы.

Схема совместного гидрошлакоудаления с багерными насосами показана на рисунке 8.3.



а – с багерными насосами, б – с гидроаппаратами, в – золоотстойник;
 1 – шахта шлакосмывная, 2 – брызгально-оросительное устройство,
 3 – смывное сопло; 4 – канал; 5 – побудительное сопло; 6 – золоуловитель;
 7 – бункер золы; 8 – золосмывной аппарат; 9 – переключающий шибер;
 10 – смывной насос, 11 – трубопровод смывной воды, 12 – топка котла,
 13 – шлаковый бункер; 14 – вторичный металлоуловитель; 15 – багерный насос;
 16 – трубы, 17 – шибер; 18 – предварительный металлоуловитель;
 19 – кран; 20 – решетка; 21 – дробилка; 22 – дренажный насос

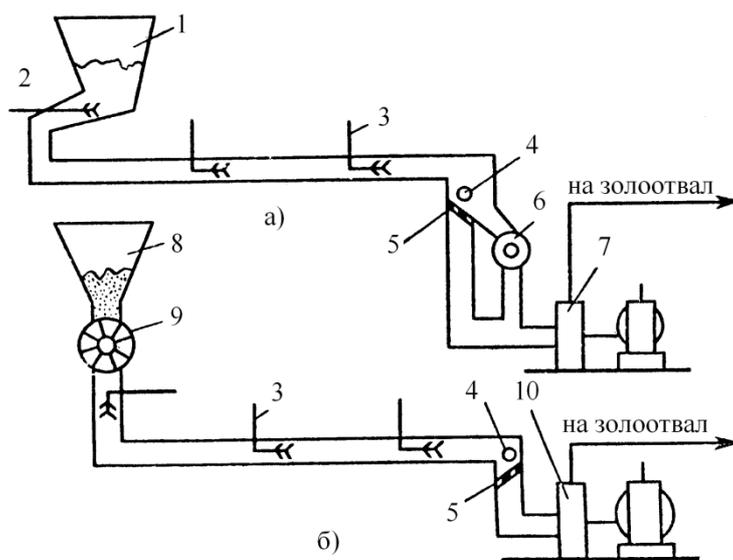
Рисунок 8.3 – Схемы гидрошлакоудаления

Из топки шлак выпадает в шлакосмывную шахту, где производится непрерывное охлаждение его водой. Накапливающийся в шахте шлак периодически смывается водой, подаваемой под давлением через сопло; смесь шлака и воды через решетку поступает в каналы гидрошлакоудаления. Зола из бункеров под газходами котла и золоуловителя через

золосмывные или золопускные устройства также направляется в каналы гидрошлакоудаления.

В каналы подается дополнительно вода под давлением через побудительные сопла. Гидромасса самотеком поступает из каналов в приемные бункера багерной насосной. В верхней части бункеров установлены решетки, через которые проходят зола и мелкий шлак; крупные же куски шлака размером более 60 мм задерживаются на решетке и направляются в валковые дробилки, а после дробления вместе с остальной гидромассой поступают через металлоуловитель в багерные насосы. Багерными насосами гидромасса по трубопроводам подается на золоотвал.

На рисунке 8.4 показаны *схемы* *раздельного гидрошлакозолоудаления* с багерными и шламовыми насосами.



а – система шлакоудаления; б – система золоудаления;
 1 – шлакосмывная шахта; 2 – шлакосмывное сопло; 3 – побудительные сопла в канале; 4 – металлоуловитель; 5 – решетка; 6 – шлакодробилка;
 7 – багерный насос; 8 – золовый бункер; 9 – шлюзовой питатель золы;
 10 – шламовый насос

Рисунок 8.4 – Схема раздельного гидрошлакозолоудаления с багерными и шламовыми насосами

Эти системы отличаются применением индивидуальных каналов, насосов и трубопроводов для отдельного транспорта шлака и золы. Для транспорта золы от золовых бункеров до самотечных каналов системы, находящихся в помещении котлов, применяют пневматический транспорт.

При совместной системе гидрошлакозолоудаления удельный расход электроэнергии составляет 30-60 кВт·ч/т, расход воды составляет 15-20 т/т, при отдельной системе – соответственно 20-30 кВт·ч/т и 12-20 т/т.

8.2 Способы очистки дымовых газов от твердых частиц

Современные способы очистки дымовых газов от твердых частиц, применяющиеся в котельных, можно разбить на следующие основные группы:

- сухие инерционные золоуловители, в которых частицы золы отделяются от газа под действием центробежных или инерционных сил тяжести;
- мокрые золоуловители, в которых частицы золы удаляются из газа путем промывки или орошения его водой и осаждения частиц золы в водяной пленке на смачиваемых поверхностях;
- электрофильтры, в которых улавливание частиц осуществляется путем осаждения их на электродах под действием статического электрического поля;
- комбинированные золоуловители, состоящие из золоуловителей различного типа.

Выбор типа золоуловителей производится в зависимости от объема очищаемых газов, дисперсного состава и физических свойств золы и требуемой степени очистки газов (концентрация золы у поверхности земли должна быть ниже предельно допустимой по санитарным нормам концентрации – 0,5 мг/м³).

Степень очистки газов характеризуется коэффициентами очистки (коэффициентами обеспыливания) газов:

- общий

$$\eta_{\text{оч}} = \frac{G_{\text{ул}}}{G_{\text{вх}}};$$

- фракционный

$$\eta_{\text{оч}}^{\phi} = \frac{G_{\text{ул}}^{\phi}}{G_{\text{вх}}^{\phi}},$$

где $G_{\text{ул}}, G_{\text{ул}}^{\phi}$ – общая масса уловленных частиц уноса и масса данной его фракции;

$G_{\text{вх}}, G_{\text{вх}}^{\phi}$ – общая масса частиц уноса, входящих в золоуловитель и масса данной его фракции, входящей в золоуловитель.

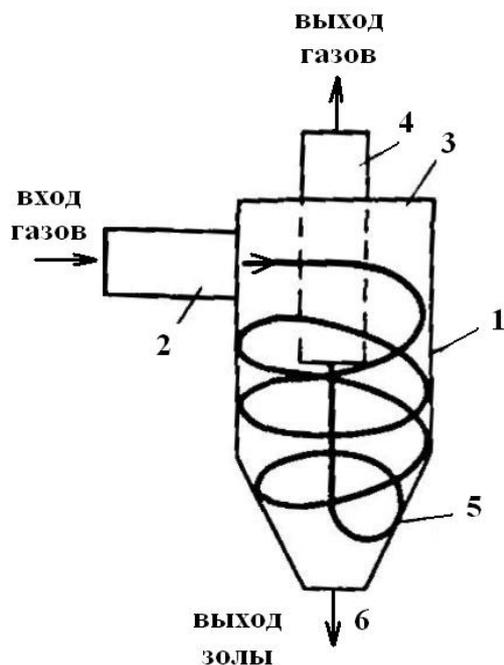
Золоуловители устанавливаются на всасывающей стороне дымососов. При работе котлов только на твердом топливе индивидуальные золоуловители не должны иметь обводных газоходов. Золоуловители могут быть установлены в здании котельной или за его пределами.

Во избежание значительного выпадения золы скорость газов в газоходах до золоуловителя должна приниматься не менее 12-15 м/с. Для сухой очистки дымовых газов на котлах небольшой производительности применяются инерционные золоуловители-циклоны (рисунок 8.5).

Запыленный поток газов подводится в циклон тангенциально, выход газов осуществляется через трубу, расположенную в центре циклона. Под воздействием центробежной силы твердые частицы отбрасываются к стенкам циклона, теряют скорость и выпадают в бункер. Эффективность обеспыливания в циклоне повышается с увеличением окружной скорости газов, увеличением массы частицы и уменьшением радиуса циклона.

Достоинствами золоуловителей являются их невысокая стоимость и простота конструкции. К недостаткам

золоуловителей следует отнести их высокое аэродинамическое сопротивление и большие размеры по высоте (4-5 м).



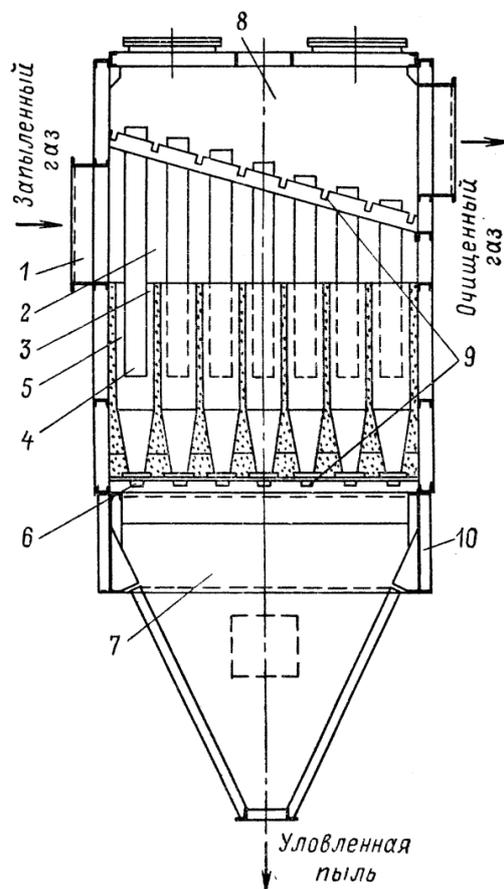
1 – корпус циклона; 2 – входной патрубок; 3 – крышка; 4 – выходной патрубок; 5 – конусная часть циклона; 6 – выход золы

Рисунок 8.5 – Схема действия циклона

Для повышения эффективности работы инерционного золоуловителя, а также для уменьшения его габаритов применяют *батареи циклонов*, состоящие из большого числа параллельно включенных циклонных элементов малого диаметра. Схема батарейного циклона показана на рисунке 8.6.

Максимально допустимая запыленность газов при входе в батарейный циклон зависит от диаметра и конструкции элементов. Температура газов в циклоне допустима не должна превышать 450°C . Эффективность пылеулавливания в батарейном циклоне в процессе эксплуатации котла и при наличии вторичного уноса отсепарированной пыли из бункера значительно уменьшается при отклонениях скорости газов от расчетной. Потеря давления в батарейном циклоне при обычно принятых скоростях газа 3,5-4,75 м/с и номинальной нагрузке

составляет 500-700 Па. При очистке газов в котлах со слоевыми топками $\eta_{оч} = 80 - 90\%$, а при пылеугольном сжигании топлива $\eta_{оч} = 65 - 70\%$. Батарейные циклоны применяют в котельных установках с производительностью до 320 т/ч.



1 – входной патрубок, 2 – распределительная камера, 3 – циклонные элементы, 4 – выхлопные трубы, 5 – направляющие аппараты 6 – пылеотводящие отверстия; 7 – сборный бункер 8 – камера очищенного газа, 9 – опорные решетки, 10 – опорный пояс

Рисунок 8.6 – Схема батарейного циклона

С целью повышения коэффициента улавливания пыли применяют *мокрые циклонные золоуловители*. Такие аппараты относительно компактны, работают устойчиво, обеспечивая степень очистки газов 95-97 %. Основные трудности эксплуатации этих аппаратов связаны с износом футеровки, а также с обеспечением надлежащего качества орошающей воды.

Мокрые золоуловители бывают двух типов: центробежные скрубберы и прутковые золоуловители. Наиболее совершенным аппаратом является мокрый золоуловитель с прутковой решеткой. Золоуловители выполняются диаметром от 2300 до 3300 мм, производительностью от 18 до 38,2 м³/с. Расход воды составляет 2,9-4,1 кг/с, перепад давлений 650-800 Па. В усовершенствованных золоуловителях вместо трубной решетки применены трубы Вентури, служащие для коагуляции частиц золы. Степень очистки в мокропрутковом золоуловителе достигает $\eta_{оч} = 92\%$. Мокрые золоуловители могут использоваться при содержании серы в топливе менее 0,3 % на 1 МДж/кг и содержании свободной щелочи в золе менее 12%. Жесткость воды, подаваемой на орошение, должна быть не выше 15 мг-экв/кг.

Основным преимуществом мокрых золоуловителей является исключение вторичного уноса уловленной пыли, что повышает их КПД. Мокрые золоуловители в эксплуатации сложнее и менее надежны, чем батарейные циклоны, и их применение ограничивается предельным содержанием серы в топливе и щелочностью золы. Помимо этого при применении таких золоуловителей необходима очистка загрязненной воды.

В процессе очистки газов в мокрых золоуловителях происходят их насыщение парами воды, увеличение объема и частичное охлаждение.

Мокрые прутковые золоуловители могут устанавливаться в закрытых помещениях, а также на открытом воздухе, если расчетная температура наружного воздуха не ниже – 30 °С.

Очистка газов в *рукавных фильтрах* происходит за счет фильтрации газов через ткань и электростатического взаимодействия между частицами уноса и тканью. Газы подаются снаружи рукавов фильтра, проходят через поры ткани и удаляются из внутренней полости рукавов очищенными от уноса. Частицы уноса, осажденные на поверхности ткани, периодически

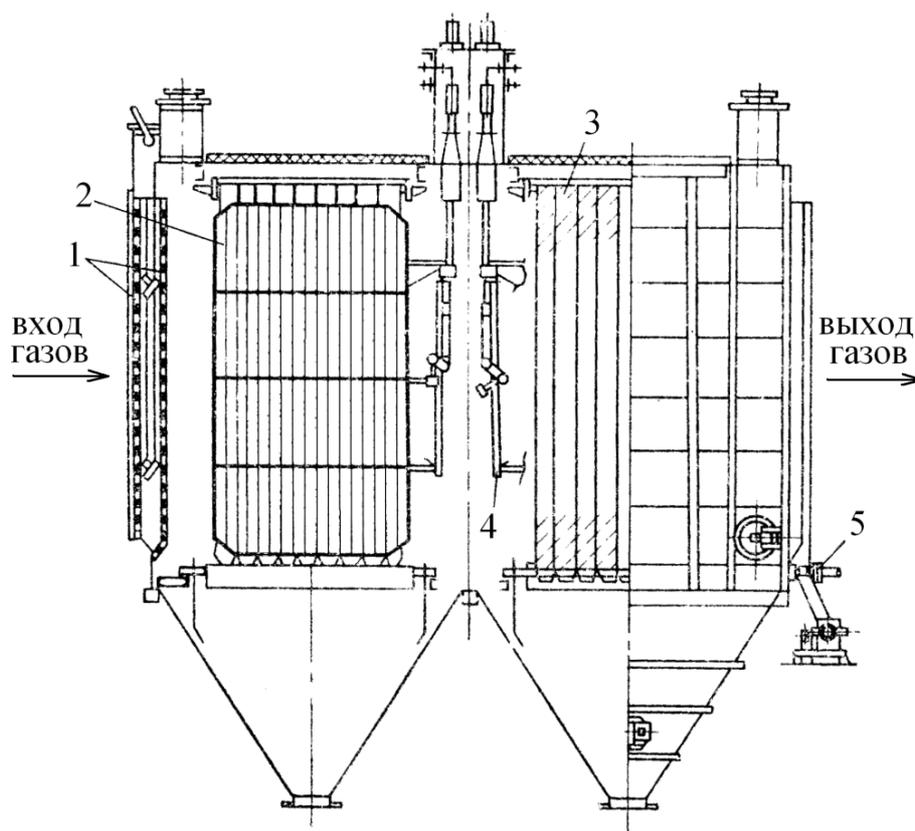
удаляются в золовой бункер путем продувки рукавов сжатым воздухом.

Скорость фильтрации газов составляет 2-3,5 м/мин. Необходимая площадь поверхности ткани рукавов 50-70 м² на 1 м³ газов. Тканевые фильтры применяют для очистки газов от котлов, работающих на угле при производительности до 90 т/ч.

Для улавливания золы в крупных котельных с камерным сжиганием твердого топлива применяется очистка дымовых газов в *электрофильтрах*.

Очистка газов в электрофильтрах основана на том, что вследствие коронного разряда между двумя электродами, к которым подведен пульсирующий электрический ток высокого напряжения до 60 кВ, проходящий через электрофильтр поток газов заполняется отрицательными ионами, которые под действием сил электрического поля движутся от коронирующего к осадительному электроду. При этом находящиеся в газе частицы адсорбируются и увлекаются к осадительным электродам. Отдав заряд, частица падает в карман, а затем в золовой бункер. Накапливающийся на осадительных электродах унос периодически стряхивается специальными устройствами в бункере, из которых затем удаляется. Коронирующие электроды выполняют в виде металлических стержней, ленточно-игольчатыми или в виде стержней штыкового сечения. Осадительные электроды делают из труб или пластин. Применяют электрофильтры с горизонтальным и вертикальным потоком газов. Для котельных установок преимущественно используют горизонтальные электрофильтры с пластинчатыми электродами. В зависимости от числа последовательно расположенных электродов различают одно-, двух- и четырехпольные электрофильтры.

Схема конструкции горизонтального двухпольного электрофильтра показана на рисунке 8.7.



1 – газораспределительная решетка; 2 – коронирующие электроды; 3 – осадительные электроды; 4 – механизм встряхивания коронирующих электродов; 5 – механизм встряхивания осадительных электродов

Рисунок 8.7 – Горизонтальный пластинчатый двухполюсный электрофильтр

В случаях, когда по санитарно-гигиеническим условиям требуется высокая степень очистки дымовых газов, применяются *комбинированные золоуловители*. Комбинированный золоуловитель обычно состоит из батарейного циклона в качестве первой ступени очистки и электрофильтра с горизонтальным или вертикальным ходом газов, объединенных в один агрегат. В батарейном циклоне происходит улавливание крупных частиц уноса, что улучшает работу электрофильтра. Коэффициент очистки в комбинированных золоуловителях достигает $\eta_{оч} = 98\%$.

Большинство применяемых золоуловителей избирательно

улавливают относительно крупные фракции золы, тогда как именно в мелких фракциях концентрируются тяжелые металлы и другие токсичные компоненты. Установлено, что по дисперсному составу зола в известной мере копирует угольную пыль, и поэтому степень помола угля непосредственно влияет на очистку газа, так как крупная зола лучше улавливается. Таким образом, уже на этапе топливоподготовки можно предусматривать мероприятия, обеспечивающие снижение выброса золы.

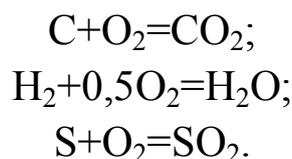
Тепловые электростанции, работающие на твердом топливе, складировать свои *золошлаковые отходы* на специально построенных золоотвалах. Строительство золоотвалов требует значительных отводов земель. Золоотвалы представляют определенную опасность для окружающей природной среды, поскольку загрязняют почву, грунтовые воды в связи с пылением и инфильтрацией.

Летучая зола отличается повышенным абразивным воздействием на механизмы и силикозным – на организм человека из-за большого количества диоксида кремния. Пыление вызывает снижение продуктивности сельскохозяйственных полей, сокращение ресурса механизмов, работающих в зоне запыленности, и ухудшает санитарное состояние территории, что негативно влияет на здоровье человека.

Имеются различные способы пылеподавления золоотвалов. Наиболее распространенным является увлажнение их поверхности. В частности, на золоотвалах устраивают дождевание. В особо тяжелых случаях предпринимаются попытки поддержания в секциях золоотвалов более высокого уровня воды путем подачи в них осветленной воды. В тех случаях, когда обводнение золоотвала невозможно, его засыпают привозным грунтом.

9 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ГОРЕНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Заданный в качестве исходных данных состав твердого топлива может быть приведен в любой массе. Поэтому, прежде чем производить расчет горения топлива, необходимо произвести пересчет заданной массы топлива на рабочую (влажную) массу. Запишем реакции горения горючих компонентов:



Для составления расчетных зависимостей удобно использовать стехиометрические отношения массы окислителя к массе окисляемого компонента:

$$\begin{aligned}\omega_c &= 32:12 = 2,667 \text{ кг/кг}; \\ \omega_H &= 16:2 = 8 \text{ кг/кг}; \\ \omega_S &= 32:32 = 1 \text{ кг/кг}.\end{aligned}$$

Тогда $\omega_0 = 0,01(2,667 \cdot C^P + 8 \cdot H^P + S^P - O^P)$ кг/кг.

Теоретический, объемный расход O_2 ($V_{O_2}^{\text{теор}}$), необходимый для полного сгорания 1 кг топлива, определяется как

$$V_{O_2}^{\text{теор}} = \frac{\omega_0}{\rho_{O_2}} = 0,01[1,867C^P + 5,6H^P + 0,7(S^P - O^P)], \text{ м}^3/\text{кг},$$

где $\rho_{O_2} = \frac{M_{O_2}}{V_0} = \frac{32}{22,4} = 1,428, \text{ м}^3/\text{кг};$

0,7 – объем кислорода в 1 кг топлива, $\text{м}^3/\text{кг}$.

Теоретически необходимый объем сухого воздуха:

$$L_0^c = \frac{V_{O_2}^{\text{теор}}}{K_{O_2}} = 0,01(1,867)C^P + 5,6H^P + 0,7(S^P - O^P), \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Если в воздухе содержится 21% кислорода, то объем сухого воздуха будет равен:

$$L_0^c = \frac{V_{O_2}^{теор}}{K_{O_2}} = 0,0889C^p + 267H^p + 0,033(S^p - O^p), \frac{м^3}{кг},$$

где $K_{O_2} = 0,21 м^3$ – при сжигании в обычном воздухе.

Обычно воздух содержит влагу, с учетом которой состав влажного воздуха определяется как

$$L_0^b = L_0^c (1 + 0,001242 \cdot d_b),$$

где d_b – влажность воздуха (кислородоносителя), $г/м^3$, которая приведена в таблице 9.1 в зависимости от температуры.

Таблица 9.1 – Зависимость влажности воздуха от температуры

Параметр	Температура, °С				
	0	10	20	30	40
Влажность, d $г/м^3$	4,8	9,8	18,9	35,1	63,1

Для полного сжигания топлива коэффициент расхода воздуха должен быть больше единицы ($\alpha > 1$). Тогда действительное количество сухого и влажного воздуха определяется как

$$L_d^c = \alpha \cdot L_0^c$$

$$L_d^b = \alpha \cdot L_0^b.$$

Для организации сжигания топлива по разным технологиям рекомендуется использовать следующий диапазон коэффициента расхода воздуха:

- для факельного сжигания $\alpha = 1,05 \dots 1,15;$
- для слоевого сжигания $\alpha = 1,2 \dots 1,8;$
- для сжигания в кипящем слое $\alpha = 1,5 \dots 2,5.$

Количество и состав продуктов горения определяют из реакции окисления при полном сжигании топлива. Объем продукты полного горения находится по формуле:

$$V_{\text{пг}} = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{SO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2}.$$

Рассчитаем объем каждого компонента, м³/кг

$$V_{\text{CO}_2} = 0,0187 \cdot C^{\text{P}}$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,112 \cdot H^{\text{P}} + 0,0124 \cdot W^{\text{P}} + 0,001242 \cdot L_{\text{д}}^{\text{с}} \cdot d_{\text{в}},$$

где $22,4:2 = 11,2$ м³/кмоль – объем водяных паров;

1,242 – удельный объем водяного пара, м³/кг.

$$V_{\text{SO}_2} = 0,007 \cdot S^{\text{P}},$$

где из 1кг серы получается $22,4:32=0,7$ м³SO₂

$$V_{\text{N}_2} = 0,008N^{\text{P}} + 0,79L_{\text{д}}^{\text{с}},$$

где $0,8 = 22,4:28$ м³/кг – удельный объем азота.

$$V_{\text{O}_2} = K_{\text{O}_2} \cdot (\alpha - 1) \cdot L_0^{\text{с}}.$$

Для расчета состава продуктов горения общий объем продуктов горения принимаем за 100% и находим процентное содержание каждого компонента по соответствующим формулам

$$\text{CO}_2 = \frac{V_{\text{CO}_2}}{V_{\text{пг}}} \cdot 100;$$

$$\text{H}_2\text{O} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\text{пг}}} \cdot 100;$$

$$\text{SO}_2 = \frac{V_{\text{SO}_2}}{V_{\text{пг}}} \cdot 100;$$

$$\text{N}_2 = \frac{V_{\text{N}_2}}{V_{\text{пг}}} \cdot 100;$$

$$\text{O}_2 = \frac{V_{\text{O}_2}}{V_{\text{пг}}} \cdot 100.$$

Плотность продуктов горения определяется при нормальных условиях, кг/м³

$$\rho_{\text{пг}} = \frac{M_{\text{CO}_2} \cdot \% \text{CO}_2 + M_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \% \text{H}_2\text{O} + M_{\text{SO}_2} \cdot \% \text{SO}_2 +}{22,4 \cdot 100} + \frac{M_{\text{N}_2} \cdot \% \text{N}_2 + M_{\text{O}_2} \cdot \% \text{O}_2}{22,4 \cdot 100},$$

где $M_{\text{CO}_2}, M_{\text{H}_2\text{O}}$ и т.д. – молекулярная масса соответствующего компонента;

$\text{CO}_2, \text{H}_2\text{O}$ и т.д. – процентное содержание компонентов в продуктах горения;

22,4 – объем 1 кмоля, м^3 .

Точность расчета оценивается материальным балансом процесса горения, который можно записать в следующем виде

$$m_{\text{т}} + m_{\text{в}} = m_{\text{пг}} + m_{\text{з}} \pm \Delta m,$$

где $m = 1 \text{ кг}$ – масса твердого или жидкого топлива;

$m_{\text{в}} = L_{\text{д}}^{\text{в}} \cdot \rho_0^{\text{в}}$ – масса действительного количества влажного воздуха на горение единицы топлива, кг;

$m_{\text{пг}} = V_{\text{пг}} \cdot \rho_0^{\text{пг}}$ – масса продуктов горения при горении 1 кг твердого или жидкого топлива, кг;

$m_{\text{з}} = 0,01 \cdot A^{\text{р}}$ – масса золы, кг;

Δm – невязка материального баланса процесса горения, %.

$$\Delta m = \pm \frac{(m_{\text{т}} + m_{\text{в}}) - (m_{\text{пг}} + m_{\text{з}})}{m_{\text{т}} + m_{\text{в}}} \cdot 100 \leq \pm 0,5.$$

Определение калориметрической температуры.

Калориметрическая температура горения ($t_{\text{кал}}$) – это температура, которую приобретают продукты сгорания при условии, что вся теплота, которая выделилась при полном сгорании единицы топлива, пошла на нагрев только продуктов сгорания.

Калориметрическую температуру горения определяют из уравнения теплового баланса:

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} + Q_{\text{ф}}^{\text{т}} + Q_{\text{ф}}^{\text{в}} = V_{\text{пг}} \cdot c_{\text{пг.кал}} \cdot t_{\text{кал}},$$

где $c_{\text{пг}}$ – средняя удельная объемная теплоемкость продуктов сгорания, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$;

$Q_{\text{ф}}^{\text{т}}$ – физическое тепло топлива, $\text{кДж}/\text{м}^3$;

Q_{ϕ}^B – физическое тепло воздуха, кДж/м³.

$$i_{\text{кал}} = c_{\text{пг}} \cdot t_{\text{кал}},$$

$i_{\text{кал}}$ – калориметрическое теплосодержание (энтальпия) продуктов сгорания, кДж/м³ (Приложение А);

Калориметрическая энтальпия продуктов сгорания находится из уравнения теплового баланса:

$$i_{\text{кал}} = \frac{Q_{\text{н}}^P + Q_{\phi}^T + Q_{\phi}^B}{V_{\text{пг}}}.$$

Если топливо не подогревается, физическое тепло подогрева воздуха $Q_{\phi}^T = 0$.

Физическое тепло подогрева воздуха до температуры воздуха $t_{\text{пов}}$ находится по формуле:

$$Q_{\phi}^B = L_{\text{д}}^B \cdot i_{\text{пов}}^t, \text{ кДж/кг.}$$

$i_{\text{пов}}^t$ находим как энтальпию смеси продуктов сгорания

$$i_{\text{пов}}^t = \frac{i_{\text{N}_2} \cdot \% \text{N}_2 + i_{\text{O}_2} \cdot \% \text{O}_2 + i_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \% \text{H}_2\text{O}}{100}, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Физическое тепло единицы топлива (для мазута), кДж/кг:

$$Q_{\phi}^T = 1 \cdot c_{\text{м}} \cdot t_{\text{м}},$$

где $c_{\text{м}}$ – теплоемкость мазута, кДж/(кг·К);

$t_{\text{м}}$ – температура подогрева мазута, °С;

$$c_{\text{м}} = 1,74 + 0,0025 \cdot t_{\text{м}}.$$

Коэффициент избытка воздуха:

$$v = \frac{L_{\text{д(см)}}^B - L_{\text{0(см)}}^B}{V_{\text{пг(см)}}} \cdot 100, \%.$$

Приблизительное значение калориметрической температуры находим по $i - t$ диаграмме при $i_{\text{кал}}$, кДж/м³ и v , % (Приложение Б).

Энтальпия продуктов сгорания определяется при температуре $t'_{\text{кал}}$ по формуле:

$$i'_{\text{кал}} = \frac{i_{\text{CO}_2} \cdot \% \text{CO}_2 + i_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \% \text{H}_2\text{O} + i_{\text{N}_2} \cdot \% \text{N}_2 + \frac{i_{\text{SO}_2} \cdot \% \text{SO}_2 + i_{\text{O}_2} \cdot \% \text{O}_2}{100}}{100}, \text{кДж/м}^3.$$

Если $i' < i_{\text{кал}}$, задаемся во втором приближении t'' и находим энтальпию продуктов сгорания при t'' .

Значит, значение $t_{\text{кал}}$ должно находиться между t' та t'' и определяется по интерполяционной формуле:

$$t_{\text{кал}} = t' + \frac{(t'' - t') \cdot (i_{\text{кал}} - i')}{i'' - i'}, \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Определение коэффициента использования тепла топлива.
Для оценки качества работы теплоэнергетической установки используют коэффициент использования тепла топлива ($\eta_{\text{кит}}$), который представляет собой отношение количества тепла, оставленного в рабочем пространстве теплоэнергетической установки от сжигания единицы топлива, к теплоте сгорания этой единицы топлива:

$$\eta_{\text{кит}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}} + Q_{\text{ф}}^{\text{в}} + Q_{\text{ф}}^{\text{т}} - Q_{\text{ух}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}},$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – теплота сгорания топлива, кДж/м³;

$Q_{\text{ф}}^{\text{в}} = L_{\text{д}}^{\text{в}} \cdot i_{\text{в}}$, кДж/м³ – физическое тепло подогрева воздуха, которое расходуется на горение единицы топлива;

$Q_{\text{ф}}^{\text{т}}$ кДж/кг – физическое тепло подогрева единицы топлива;

$Q_{\text{ух}} = V_{\text{пг}} \cdot i_{\text{пг}}$ – физическое тепло уходящих из рабочего пространства дымовых газов, кДж/м³.

10 СУХАЯ ПЕРЕГОНКА ТВЕРДЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

10.1 Понятие основных видов сухой перегонки твердого топлива

Среди физико-химических методов переработки твердого топлива большое значение имеют полукоксование и коксование.

Полукоксование проводится при нагреве перерабатываемого топлива до температур 500-550°C без доступа воздуха. Целью этого процесса является получение жидких смолистых веществ, при переработке которых образуются легкие жидкие топлива, заменяющие дефицитные нефтепродукты. Выход смолы при полукоксовании составляет 10-15% от исходной массы угля. Для полукоксования применяются топлива с большим выходом летучих веществ: бурые угли, длиннопламенные и газовые каменные угли, торф, горючие сланцы.

Твердый остаток, получаемый при полукоксовании – полукокк – является механически непрочным. Полукокк характеризуется повышенной реакционной способностью. Он легко воспламеняется и устойчиво горит. Применяется в качестве энергетического, технологического, газогенераторного и бытового топлива. Другими продуктами полукоксования являются полукоксовый газ, представляющий собой ценное топливо, и подсмольная вода, используемая для получения ряда химических продуктов. Типичный состав полукоксового газа: 20...50% CH_4 ; 15...20% H_2 ; 7...10% CO ; 7...15% непредельных углеводородов (главным образом, этилена C_2H_4), теплота сгорания полукоксового газа $Q_{\text{H}}^{\text{P}}=8...34 \text{ МДж/м}^3$.

Коксование – процесс термического разложения каменных углей при температурах 950...1100°C без доступа воздуха. Целью коксования является получение искусственного твердого топлива – кокса, используемого в металлургическом производ-

стве.

Выход кокса в зависимости от содержания летучих веществ в исходном угле может находиться в диапазоне от 75 до 82% на сухую массу. Выход смолы составляет 2...5% от массы угля. Путем перегонки смолы получают ряд ценных химических продуктов (бензол, толуол, ксилол и др.). Теплота сгорания кокса в зависимости от содержания балласта изменяется от 26,5 МДж/кг до 27,2 МДж/кг. Кокс должен обладать высокой механической прочностью, большой сопротивляемостью истиранию и хорошей реакционной способностью. Нормы качества и средние теплоемкости кокса приведены в Приложениях В и Д.

Для получения кокса используют угли, которые способны размягчаться при нагревании, вспучиваться под действием летучих веществ и затвердевать с образованием прочных кусков.

Лучше всего для этого использовать коксующиеся угли с выходом летучих в пределах от 18 до 27%. Типичный состав коксового газа: 55...60% H_2 ; 20...30% CH_4 ; 5...7% CO ; 2...3% CO_2 ; 4% N_2 ; 0,4...0,8% O_2 ; 2...3% непредельных углеводородов; теплота сгорания коксового газа $Q_H^p = 17...18$ МДж/м³.

Побочными продуктами коксования являются коксовый газ, каменноугольная смола, аммиачная вода и другие продукты.

10.2 Технология коксования

При использовании каменных углей для коксования необходимо знать их химический состав, характеристики спекаемости и коксуемости (свойство топлива образовывать твердый углеродистый остаток при нагреве без доступа воздуха), распределение минеральных примесей в классах углей по их крупности и насыпной вес угольной шихты.

Технология коксования предусматривает переработку

определенной группы каменных углей: коксовых (К), жирных (Ж), отощенных спекающихся (ОС), способных при нагревании переходить в пластическое состояние.

Спекаемостью углей называется способность смеси угольных зерен образовывать при нагревании без доступа воздуха спекшийся или сплавленный нелетучий остаток. Спекание углей – результат процессов термической деструкции, вызывающий переход их в пластическое состояние с последующим образованием полукокса. Этот процесс протекает главным образом в зоне температур 400-450°С.

Газовые угли (с большим выходом летучих веществ) и тощие (угли с малым выходом летучих), как правило, спекаются плохо, либо не спекаются вовсе. Это приводит к тому, что значительная часть углей не может быть использована для производства кокса.

10.2.1 Подготовка углей к коксованию

Качество полученного кокса зависит в значительной мере от подготовки углей и правильности составления угольной шихты.

На коксохимические заводы уголь поступает обычно с многих шахт и углеобогачительных фабрик, поэтому необходимо не только знать свойства и состав углей, но и правильно составлять из них смесь, которая позволит получить наилучший кокс. Одно из основных требований к качеству кокса – высокая прочность при достаточной крупности. Поэтому спекаемость угольной шихты как фактор, обеспечивающий высокую прочность коксового вещества, должна быть всегда достаточной.

Однако, при слишком большой спекаемости, как, например, у углей марок ПЖ и некоторых Г, получается кокс с высокой прочностью вещества, но мелкий, пористый и непригодный для доменных плавов. Чрезмерно отощенные угли или шихты при коксовании дают кокс крупный, но непрочный, легко

истирающийся, также непригодный для использования в доменных печах. Отсюда следует, что спекаемость угольной шихты должна иметь оптимальное значение.

Для получения качественного кокса необходимо провести предварительную подготовку угольного материала к процессу коксования. Подготовка углей к коксованию включает ряд технологических процессов:

- обогащение;
- усреднение состава углей;
- дробление;
- грохочение;
- дозирование;
- уплотнение;
- сушку.

Обычно угли при обогащении проходят следующие технологические операции:

- разгрузка в углеприемные ямы, передача в дозировочные бункеры или же прямо на обогатительную фабрику;
- дозирование углей и передача их в заданной пропорции транспортером на грохоты;
- отделение крупных кусков углей размером более 80 мм (на грохотах), дробление крупных кусков углей и присоединение дробленого продукта к рядовому углю;
- грохочение – разделение смеси сыпучих материалов на несколько классов по их крупности при помощи аппаратов, называемых грохотами; поверхности грохота, имеющие отверстия для прохождения материала, называются ситами, или решетками;
- разделение рядового угля на классы с размером кусков 10...80 мм и 0...10 мм;
- обогащение класса 10...80 мм на отсадочных машинах;
- подача класса 0...10мм на обеспыливающие устрой-

ства или грохот для удаления пыли (шлама);

- обогащение обеспыленного мелкого класса углей;
- передача пыли (шлама) на обогащение методом флотации. При отсутствии флотационной установки мелочь в необогащенном виде может быть присажена к концентрату или промежуточному продукту.

При выборе схемы подготовки углей к коксованию необходимо стремиться, прежде всего, к получению кокса наивысшего качества. Качество кокса будет тем выше, чем однороднее шихта по составу частиц угля. Частицы отощенного угля, которые имеют меньший выход летучих веществ и пониженную спекаемость, должны более тонко дробиться по сравнению с углями других марок. Особенно тонко должны быть раздроблены минерализованные частицы шихты. Они не спекаются и около них в процессе коксования возникают трещины, что понижает качество кокса. С другой стороны, если угольные частицы передробить, это приведет к образованию большого количества пыли, а также к уменьшению насыпной плотности шихты и к понижению ее спекаемости. С учетом сказанного, схема дробления углей должна выбираться с учетом распределения минеральных примесей в угольных частицах.

Широкое распространение получили две схемы подготовки углей к коксованию: схема ДШ (дробления шихты) и схема ДК (дробления компонентов). Выбор схемы подготовки углей зависит, прежде всего, от качества применяемых для приготовления шихты углей и от имеющегося на предприятии технологического оборудования.

Спекаемость углей является одним из факторов, влияющим на качество кокса.

Считается, что спекаемость угля зависит от толщины пластического слоя: чем она больше, тем лучше. Значение толщины пластического слоя шихты, по одному из наиболее популярных методов оценки спекаемости угля в нашей стране,

определяется следующей формулой:

$$y = \sum_{i=1}^n y_i a_i,$$

где y – толщина пластического слоя шихты, мм;

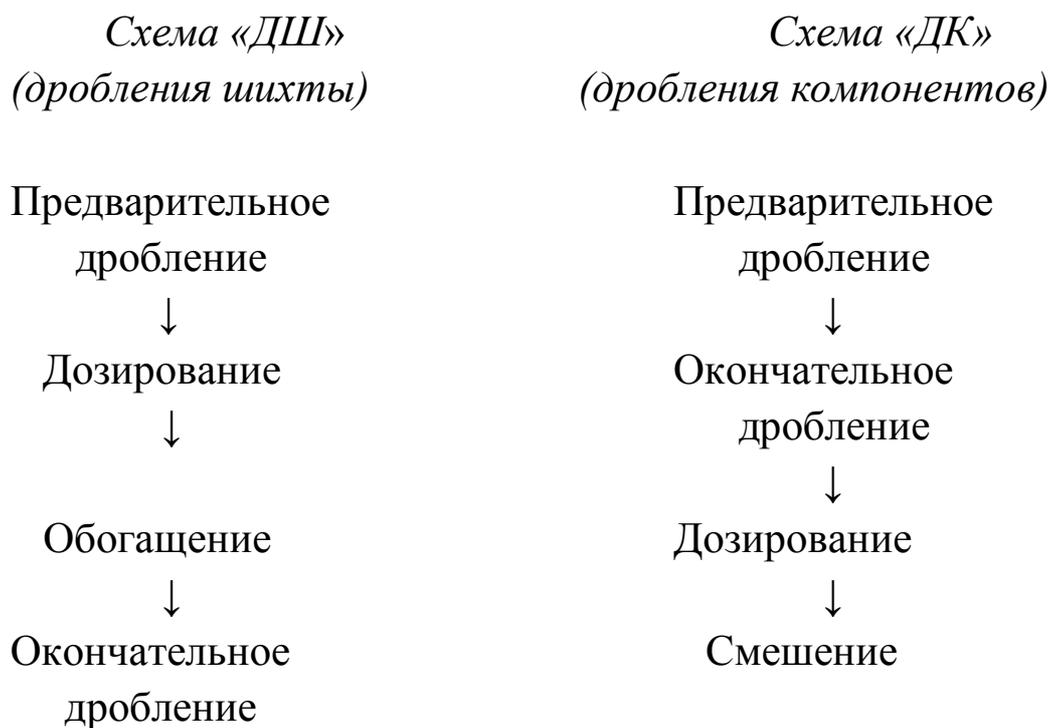
y_i – толщина пластического слоя каждого компонента, мм;

a_i – содержание компонента в шихте, % от массы;

n – число компонентов.

Наиболее эффективным способом повышения спекаемости угольных шихт является их механическое уплотнение.

Схемы подготовки углей к коксованию



Для этого шихту загружают слоями в специальный металлический ящик, имеющий форму камеры печи для коксования. Этот ящик устанавливают на машине, выталкивающей кокс из печи (коксовыталкивателе). Стены ящика могут сжиматься и раздвигаться. Слои угля в ящике уплотняют специальными механическими трамбовками. Если

уголь содержит 8-12% влаги, то из него получается не рассыпающийся, достаточно крепкий блок, который можно на металлической подине, как на лопате, ввести в камеру коксования. В результате коксования такого блока получается спекшийся пирог кокса, который далее обычным образом выдают из камер коксования. Трамбование позволяет получить кокс лучшего качества из слабоспекающихся угольных шихт.

Кокс хорошего качества можно получить из слабоспекающихся углей также и в том случае, если их массу уплотнить путем брикетирования. Брикетные каменные угли можно добавлять в обычную шихту и загружать вместе с ней в камеры для коксования. Этот способ в настоящее время нашел широкое применение.

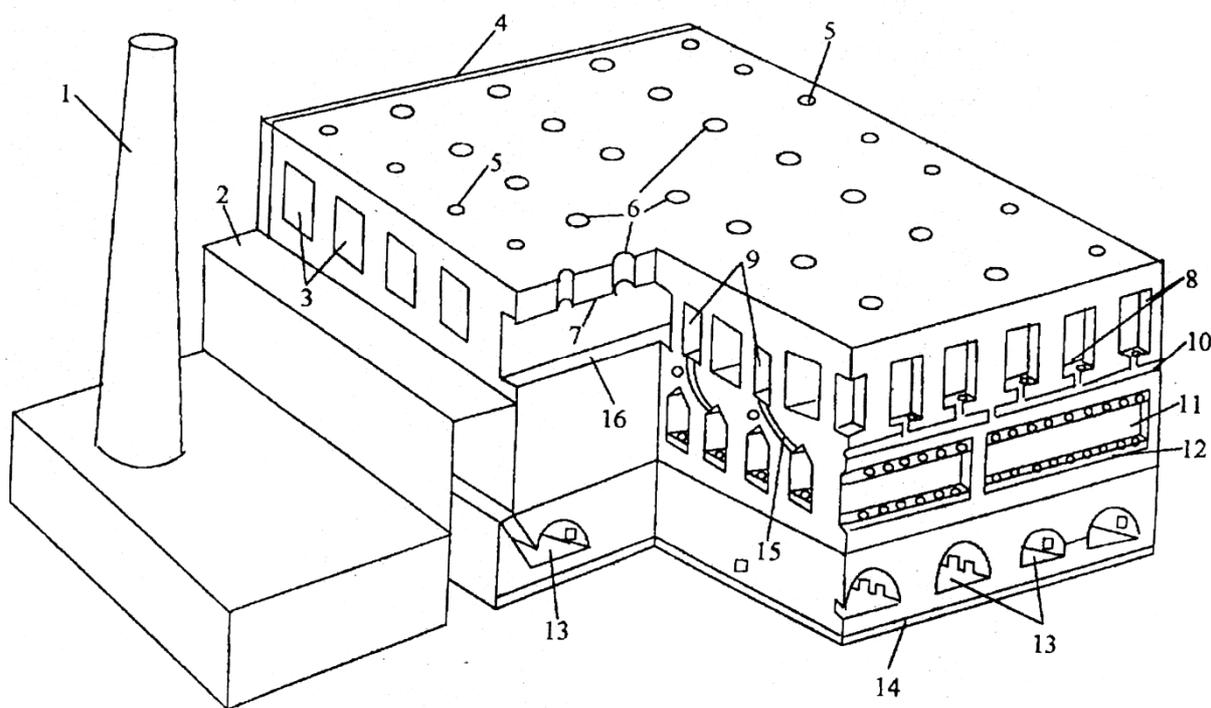
10.2.2 Конструкция коксовой печи

Коксохимические заводы сооружаются, как правило, вблизи металлургических заводов и входят в их состав, либо существуют как отдельные предприятия. Коксохимическая промышленность отличается высокой концентрацией производства, т.е. заводы являются весьма мощными и имеют высокую производительность.

Современные печи для коксования углей представляют собой горизонтальные прямоугольные камеры, выложенные из огнеупорного материала. Камеры печей обогреваются через боковые стены. Печи располагаются в ряд и объединяются в батареи для уменьшения потерь тепла и достижения компактности. В типовую батарею входят обычно 65 печей с шириной камер 410мм, а в батарею большой емкости с камерами шириной 450мм входят 77 печей. Обычные камеры имеют полезный объем 20-21,6м³, а печи большой емкости – 30м³. Ширина печей более 450мм нецелесообразна из-за ухудшения качества кокса (повышения истираемости). Для облегчения

выталкивания кокса из камеры коксования ширину камеры со стороны выдачи кокса делают на 40-50мм шире, чем с машинной стороны. Таким образом, камера имеет вид конуса. Схема коксовой батареи показана на рисунке 10.1.

Основными элементами батареи являются: фундамент, регенераторы, корнюрная зона, зона обогревательных простенков, перекрытия простенков и перекрытия камер. Фундамент представляет собой бетонное основание, имеющее с боков железобетонные укрепления – контрфорсы, которые сдерживают перемещение кладки батареи при ее разогреве.



1 – дымовая труба; 2 – рабочая площадка; 3 – камеры коксования; 4 – контрфорс; 5 – газоотводящие люки, 6 – загрузочные люки, 7 – свод камеры коксования; 8 – вертикалы; 9 – обогревательные простенки; 10 – газоподводящие каналы (корнюры); 11 – регенераторы; 12 – подовые каналы; 13 – борова; 14 – фундаментная плита; 15 – соединительные каналы (косые ходы); 16 – под камеры

Рисунок 10.1 – Основные конструктивные элементы коксовой батареи

Фундамент состоит из двух плит. На нижней плите

установлены верхние сооружения батареи. В верхней плите обычно располагают боровы печей. Батарея имеет четыре боровы для отвода продуктов горения. Над фундаментом расположен подовый канал для подвода воздуха и бедного газа или же отвода продуктов горения из регенераторов.

Регенераторы предназначены для подогрева воздуха и бедного газа своей насадкой, предварительно нагретой теплом отходящих продуктов горения из обогревательного простенка печей.

Над регенераторами находится корнюрная зона, которая является основанием камер печей и обогревательных простенков. В ней расположены каналы для подвода коксового газа к вертикальным каналам обогревательного простенка. Эти каналы иначе называются корнюрами.

Над корнюрной зоной расположена зона обогревательных простенков, в которой находятся камеры печей для коксования углей. Наружные стены обогревательных простенков одновременно являются стенами камер печи. Для отопления печей применяются коксовый, доменный, генераторный, обезводороженный коксовый газы и их смеси. При обогреве коксовым газом применяется так называемый обратный коксовый газ, т.е. газ, прошедший через аппаратуру, улавливающую ряд химических продуктов. В составе обратного коксового газа содержится до 60% водорода, который целесообразно извлечь и использовать на азототуковых заводах для синтеза аммиака. Обезводороженный коксовый газ (не содержащий водорода) также можно применить для отопления печей. Генераторный газ применяется лишь в тех случаях, когда приходится экономить коксовый газ, представляющий собой ценное топливо с энергетической точки зрения. Схема движения газообразных сред при работе печи представлена на рисунке 10.2.

Воздух для горения газа засасывается из туннелей коксовой батареи через клапаны и подводные каналы в регенераторы 1 и

после подогрева поступает во все четные вертикальные каналы отопительных простенков. Образующиеся продукты горения обогревают камеры коксования с находящейся в них угольной шихтой и, пройдя через перевальные окна, поступают в нечетные вертикальные каналы обогревательных простенков.

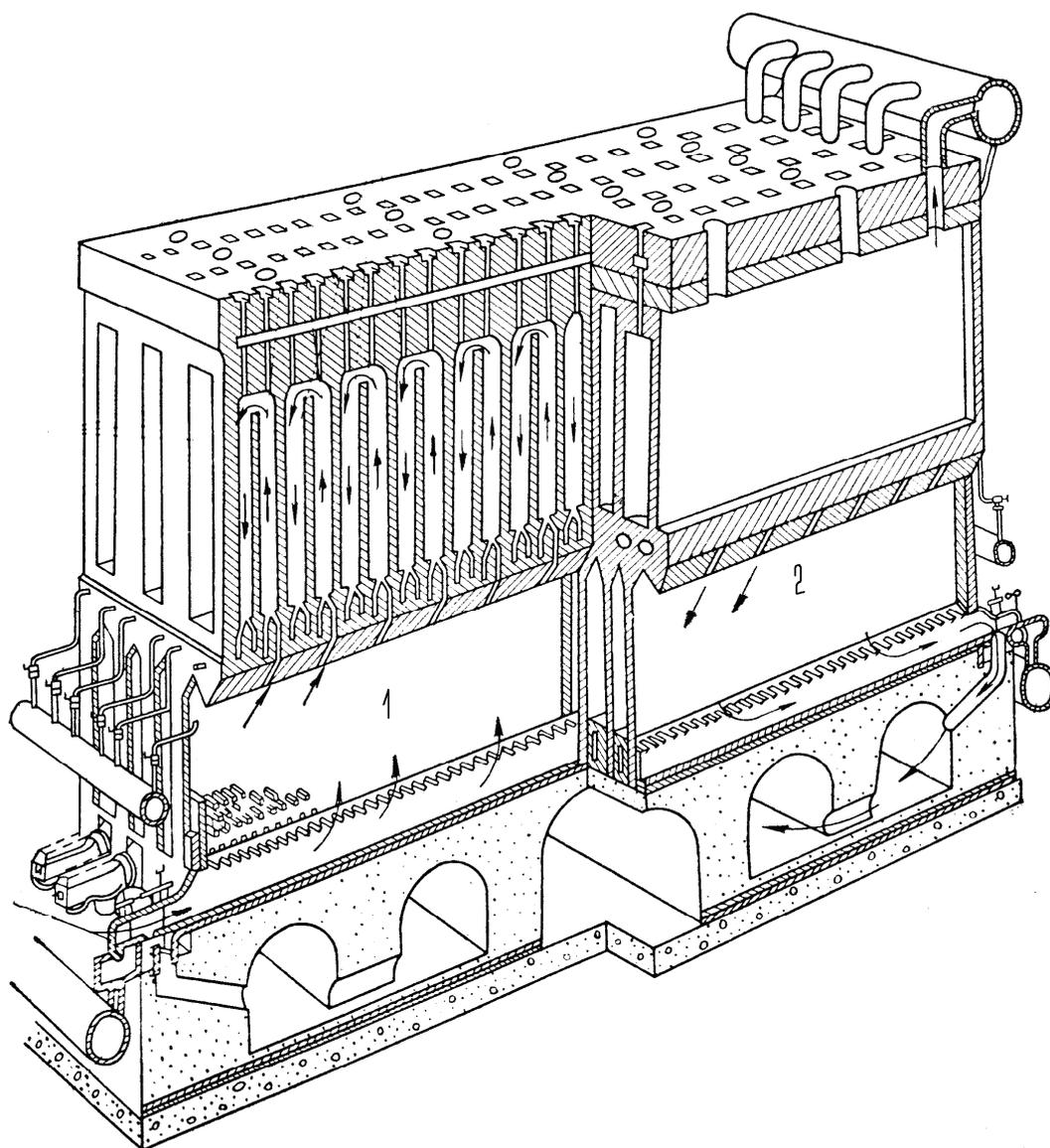


Рисунок 10.2 – Схема движения газовых сред в коксовой батарее

Отдав тепло насадке регенератора 2, продукты горения поступают в борова по сборным каналам и отводятся в атмосферу через дымовую трубу. Через каждые 20 минут путь газов в

отопительной системе изменяют на противоположный и воздух начинает подогреваться в регенераторах 2, а продукты горения отводятся через регенераторы 1, выделяющиеся при коксовании газообразные продукты возгонки поступают в газосборник и по газопроводу коксового газа направляются в химическое отделение.

10.2.3 Особенности реализации отдельных операций производства кокса

Загрузка коксовых печей включает следующие этапы: набор шихты из угольной башни в загрузочный вагон, засыпка шихты в камеру коксования и выравнивание (планирование) верхнего ее слоя штангой коксовыталкивателя. Режим загрузки оказывает существенное влияние на производительность батарей, сохранность кладки коксовых печей, качество получаемого кокса и химических продуктов, а также на степень загрязнения атмосферы газами и угольной пылью. Угольная башня обычно содержит запас угольной шихты, обеспечивающий 14-16-часовую потребность коксового блока. Башня делится на самостоятельные секции, которые закрепляются за отдельными батареями. Бункеры загрузочного вагона наполняют шихтой из угольной башни через затворы. Количество шихты, набираемое в загрузочный вагон, определяется разовой загрузкой коксовой камеры и контролируется по весу шихты или ее объему. Весы для взвешивания устанавливаются под угольной башней или на самих вагонах.

Шихту загружают в печь при опущенных телескопах загрузочного вагона. Телескопы должны плотно прилегать к гнездам загрузочных люков коксовой камеры или входить в них. Поэтому перед загрузкой люки очищают от нагара. В процессе загрузки в камере образуется значительное количество газов и пыли, которые выделяются вместе с пламенем в атмосферу через

открытые стояки, а часто выбиваются и из загрузочных люков. После загрузки в печь шихты ее планируют, т.е. выравнивают верхнюю часть шихты в камере штангой коксовыталкивателя. Планирование продолжается 1-2 мин до обеспечения свободного прохода газа к отверстиям для выхода в стояки. Управление штангой коксовыталкивателя должно быть автоматизировано. Излишек шихты, выгребаемый из камеры при планировании, собирается в бункер коксовыталкивателя. Бункер периодически опорожняется, и шихта скиповым подъемником угольной башни подается на загрузку коксовых печей.

Температурный режим батареи должен обеспечивать получение кокса высокого качества и равномерного по своим свойствам. Для осуществления контроля над температурным режимом измеряют температуры в контрольных вертикалах и вертикалах по всей длине обогревательных простенков, в крайних вертикалах с коксовой и машинной сторон, по оси коксового пирога к концу периода коксования, в подсводовом пространстве камер коксования, в верхней части регенераторов, в газовоздушных клапанах и боровах батарей. Температура батарей измеряется оптическим пирометром.

По мере прогрева угольной шихты, она претерпевает следующие физико-химические трансформации:

- температура 100-150°C – выделение влаги;
- температура до 250°C – отщепление H_2O , CO , CO_2 , H_2 ;
- температура до 300°C – начало выделения каменно-угольной смолы (КУС);
- температура 350-500°C – пластификация угольной шихты;
- температура 500-550°C – разложение органической части угля с выделением первичного газа и паров первичной смолы, спекание твердого остатка с образованием полукокса;
- температура 600-700°C – разложение полукокса и полное выделение летучих веществ;

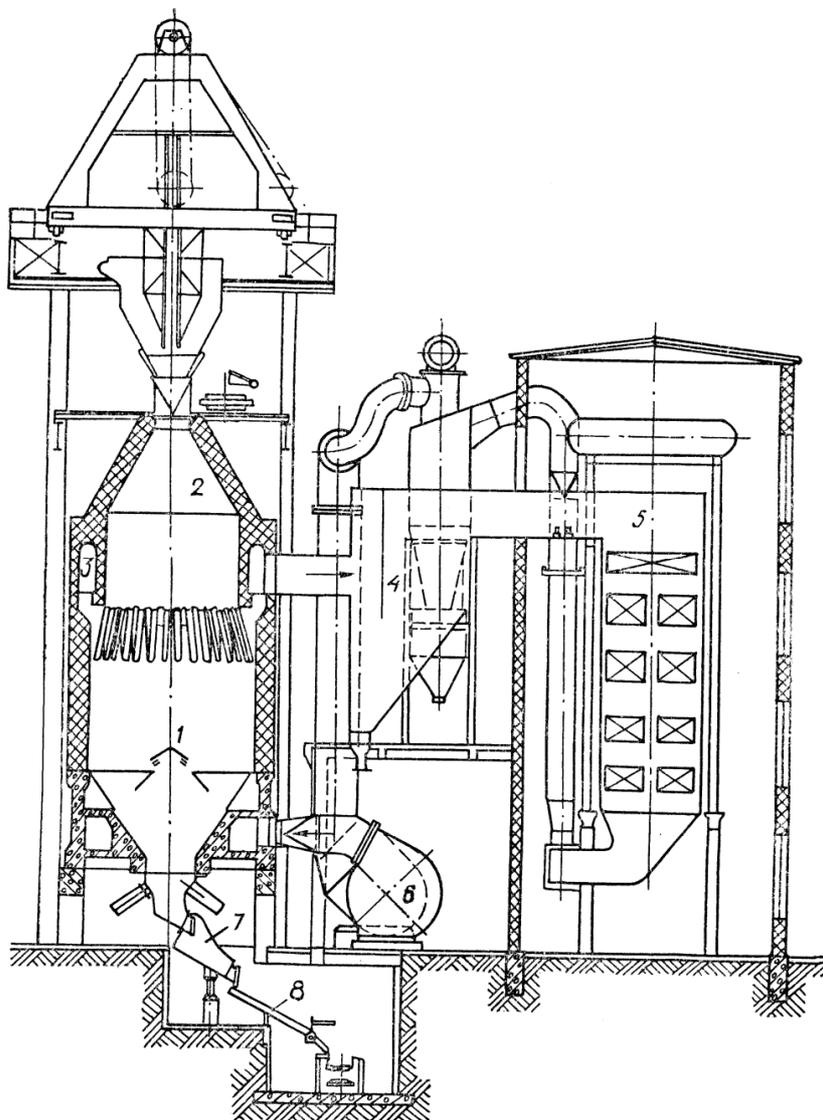
- температура 700-1100°C – упрочнение твердой массы и образование кокса.

Выдача кокса. Кокс из печей выдается в определенной последовательности и только при полной его готовности. Перед выдачей кокса печь отключается через стояк от газосборников вначале с машинной, а затем с коксовой стороны. Одновременно с машинной и коксовой сторон с печи снимаются двери, после этого в камеру печи подают штангу коксовыталкивателя. Согласованность работы всех машин, участвующих в выдаче кокса, осуществляется надежной блокировкой или сигнализацией между ними. Двери печей с коксовой стороны снимают и закрывают при помощи двересъемной машины. Помимо этого ее назначением является очистка рамы и двери от смоляных и графитовых отложений, направление в тушильный вагон коксового пирога, выдаваемого из печи.

Коксовыталкиватель является машиной, предназначенной, помимо выталкивания пирога кокса из печи, для съема и установки дверей с машинной стороны печей, очистки рам и дверей, обезграфичивания сводов камеры. Каждая типовая батарея печей (61-77 печей) обслуживается отдельным коксовыталкивателем. На блок печей из 4 батарей дается резервный коксовыталкиватель. Кокс из печи выдают в равномерно движущийся вагон, предназначенный для приема, перемещения кокса под башню для его тушения, для передачи к рампе и выгрузки кокса на последнюю. Выданный из печи раскаленный кокс по возможности быстро отвозят под тушильную башню для охлаждения. Кокс тушат (охлаждают) многочисленные струи воды, вытекающие из отверстий оросительного устройства башни.

Тушение кокса – неотъемлемая часть технологического процесса его производства, от которого в значительной степени зависит воздействие, оказываемое на окружающую среду. В настоящее время на коксохимических предприятиях применяют

два способа тушения кокса: мокрый и сухой. При мокром способе используют сточные воды коксохимического производства. Сухое тушение осуществляется инертными газами в специальных установках (УСТК). Наибольшее распространение в мире получили установки сухого тушения кокса (УСТК) конструкции ГИПРОКОКСа (рисунок 10.3). В основу работы этих агрегатов положен конвективный теплообмен в слое между охлаждающим газом и горячим коксом.



1 – камера тушения; 2 – форкамера; 3 – газоходы; 4 – пылеотделитель; 5 – котел; 6 – дымосос; 7 – разгрузочные устройства; 8 – рампа

Рисунок 10.3 – Камерная установка сухого тушения кокса системы Гипрококса

Сортировка кокса. Как правило, кокс сортируется на классы: 0-10, 10- 25, 25-40 и крупнее 40 мм. Появление доменных печей большой мощности потребовало дополнительного деления доменного кокса на два класса: крупнее 60 и 40-60 мм. Коксосортировка обслуживает четыре коксовых батареи и оборудуется валковыми и ситовыми виброинерционными грохотами, бункерами для кокса, конвейерами и желобами для перемещения кокса. Metallургический кокс отделяется от мелких классов кокса на валковых грохотах и поступает затем в бункера крупного кокса, или направляется транспортером непосредственно в доменный цех. Мелкий кокс разделяется на ситовых виброинерционных грохотах. Наиболее распространенным является тип сортировки кокса с передачей доменного кокса транспортером на металлургический завод.

Заслуживают внимания схемы сортировки кокса с предварительным дроблением крупного класса кокса, например, выше 80 или 100 мм. Обычно крупные куски кокса менее прочны, поэтому превращение их в более прочные куски целесообразно при наличии достаточного количества кокса для доменных печей.

Сортировка кокса представляет собой один из существенных методов улучшения его качества.

Улавливание летучих продуктов коксования. Летучие продукты, выделяющиеся при коксовании и образующие прямой коксовый газ (ПКГ), составляют до 15 % от массы коксуемой шихты. В состав ПКГ входят пирогенетическая вода (образовавшаяся при термическом разложении без доступа воздуха), смесь высококипящих многоядерных и гетероциклических соединений – каменноугольная смола, ароматические углеводороды ряда бензола, нафталин, аммиак, соединения циана, сернистые соединения и образующие после их отделения обратный коксовый газ (ОКГ), водород, метан, оксиды

углерода (II), (IV) и газообразные углеводороды различной природы. В прямом коксовом газе содержатся также в незначительных количествах сероуглерод (CS_2), серооксид углерода (COS), тиофен (C_4H_4S) и его гомологи, пиридин (C_5H_5N) и пиридиновые основания.

В цехе улавливания и разделения из ПКГ извлекаются основные компоненты в виде смесей каменноугольной смолы (КУС) и сырого бензола (СБ). Все соединения аммиака и свободный аммиак перерабатываются при этом в сульфат аммония.

Выход каменноугольной смолы и сырого бензола выше для углей марок «Г» и «Ж» и зависит от степени углефикации, насыпной плотности, выхода летучих веществ и влажности угольной шихты, конструкции печей, режима коксования (температуры) и других факторов.

Летучие продукты коксования имеют различные физические и химические свойства, которые используются для их разделения. В технологии улавливания и разделения ПКГ используются:

- процессы теплообмена (охлаждение и конденсация паров);
- процессы разделения фаз (отстаивание и осветление);
- процессы массопередачи (абсорбция и десорбция, хемосорбция реагентами, реагирующими с кислыми и основными продуктами);
- процессы ректификации и фракционной конденсации.

Большинство этих процессов в коксохимическом производстве являются непрерывными, что повышает производительность аппаратуры, улучшает качество выделяемых из ПКГ продуктов и позволяет автоматизировать технологические процессы.

В таблице 10.1 приведено содержание основных компонентов прямого коксового газа.

Таблица 10.1 – Основные компоненты, выделяемые из прямого коксового газа

Вещество	Содержание, г/м ³
Пары воды (пирогенетической и влаги шихты)	250-450
Каменноугольная смола (пары)	80-150
Ароматические углеводороды	30-40
Аммиак	8-13
Нафталин	до 10
Сероводород	6-40
Цианистый водород	0,5-2,5

Особенности реализации операций улавливания и разделения ПКГ. Прямой коксовый газ из коксовых камер при температуре 650-670°C поступает в газосборники коксовой батареи, где усредняется по составу и охлаждается впрыскиванием холодной надсмольной воды до 85-90°C. После этого газ направляется в цех улавливания и разделения, в котором после дополнительного охлаждения до 25-35°C из него выделяются каменноугольная смола, сырой бензол и соединения аммиака. Последовательность этих операций представлена на схемах (рисунки 10.4, 10.5, 10.6, 10.7). Промежуточные состояния обрабатываемого газа названы на этих рисунках Газ-1, Газ-2, Газ-3, Газ-4, Газ-5, Газ-6.

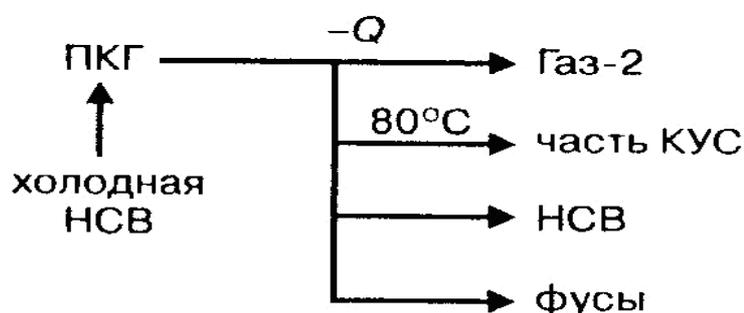


Рисунок 10.4 – Охлаждение (I стадия)

На первой стадии (рисунок 10.4) при контакте ПКГ с холодной надсмольной водой (НСВ) конденсируется часть КУС и

собирающаяся над ней *надсмольная* вода НСВ (отсюда ее название). Увлеченная током газа каменноугольная пыль в смеси с КУС оседает в виде фусов. Фусами называют отходы, образующиеся в отделениях конденсации. Они представляют собой смесь смолы с частицами угля, кокса и полукокса, унесенные вместе с газом из камер коксования.

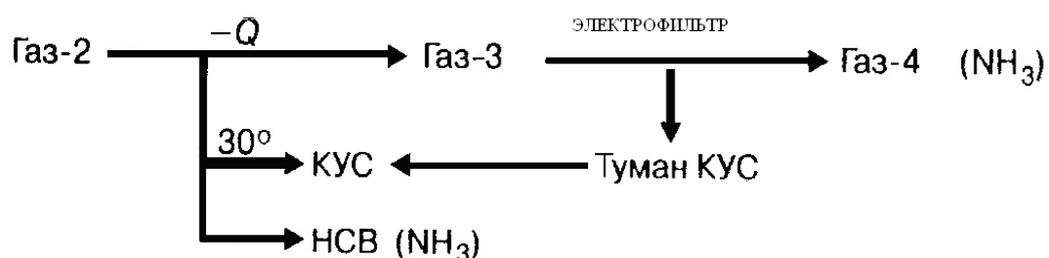


Рисунок 10.5 – Охлаждение (II стадия) и выделение КУС

На второй стадии в холодильниках, орошаемых НСВ, конденсируется основная масса КУС, к которой добавляется КУС, оседающая из ее тумана в электрофильтрах, и НСВ, содержащая до 30 % аммиака в виде его солей. Остальной аммиак (до 70 %) остается в газе.

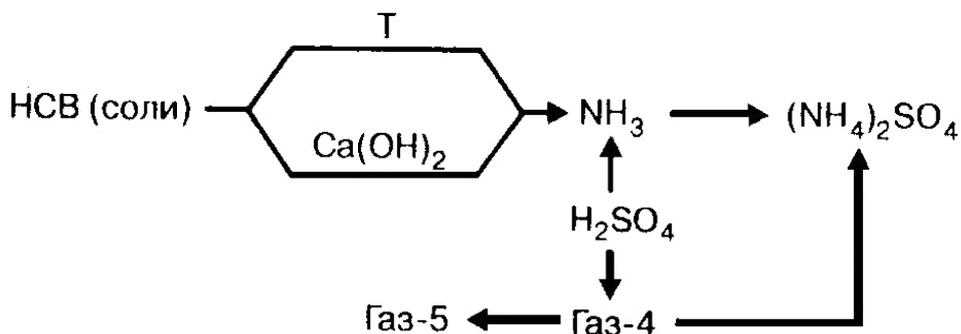


Рисунок 10.6 – Выделение аммиака

Аммиак после охлаждения ПКГ содержится в свободном состоянии в газе-4 и в виде растворенных солей аммония в НСВ (рисунок 10.6), образовавшихся при взаимодействии аммиака с сероводородом, оксидом углерода (IV), хлористым водородом, цианистым водородом и другими кислыми компонентами прямого коксового газа. Эти соли по отношению к нагреванию делятся на две группы:

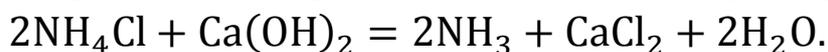
-стойкие при высокой температуре (NH_4CN , NH_4Cl , $(\text{NH}_4)\text{SO}_4$);

-разлагающиеся при нагревании ($(\text{NH})_4\text{S}$, $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$).

Если технологией не предусмотрено производство из ПКГ индивидуальных сульфида аммония, цианистого водорода и роданистых солей, то все соединения аммиака, содержащиеся в ПКГ, переводятся в стабильный, легко выделяемый сульфат аммония. Для этого нестойкие соли аммония, содержащиеся в НСВ, разлагают нагреванием с помощью острого пара, например:



а стойкие – обработкой гидроксидом кальция, например:



Выделившийся свободный аммиак соединяется с содержащим аммиак газом-4 и поступает в сульфатное отделение цеха, где поглощается серной кислотой с образованием сульфата и бисульфата аммония:

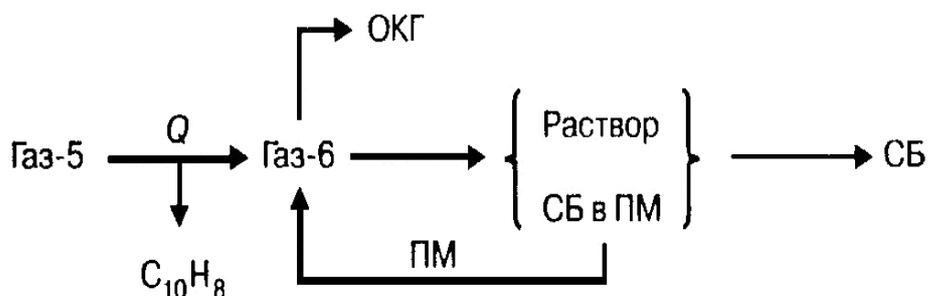


Рисунок 10.7 – Образование сульфата и бисульфата аммония

Сырой бензол (СБ), представляющий смесь ароматических углеводородов с температурой кипения до 180°C, извлекается из ПКГ абсорбцией высококипящими растворителями с температурой кипения, более высокой, чем температура кипения СБ, с последующей отгонкой сырого бензола (рисунок 10.7). В качестве подобных сорбентов (ПМ) используется соляровое масло ($t_k=300-350^\circ\text{C}$) или фракция КУС ($t_k=230-300^\circ\text{C}$). Предварительно из газа охлаждением выделяют остатки нафталина.

Конечными продуктами на стадии улавливания и разделения ПКГ становятся каменноугольная смола, сырой бензол, сульфат аммония и обратный коксовый газ (ОКГ). Выход этих продуктов от массы коксуемой шихты (в расчете на сухую шихту) представлен в таблице 10.2.

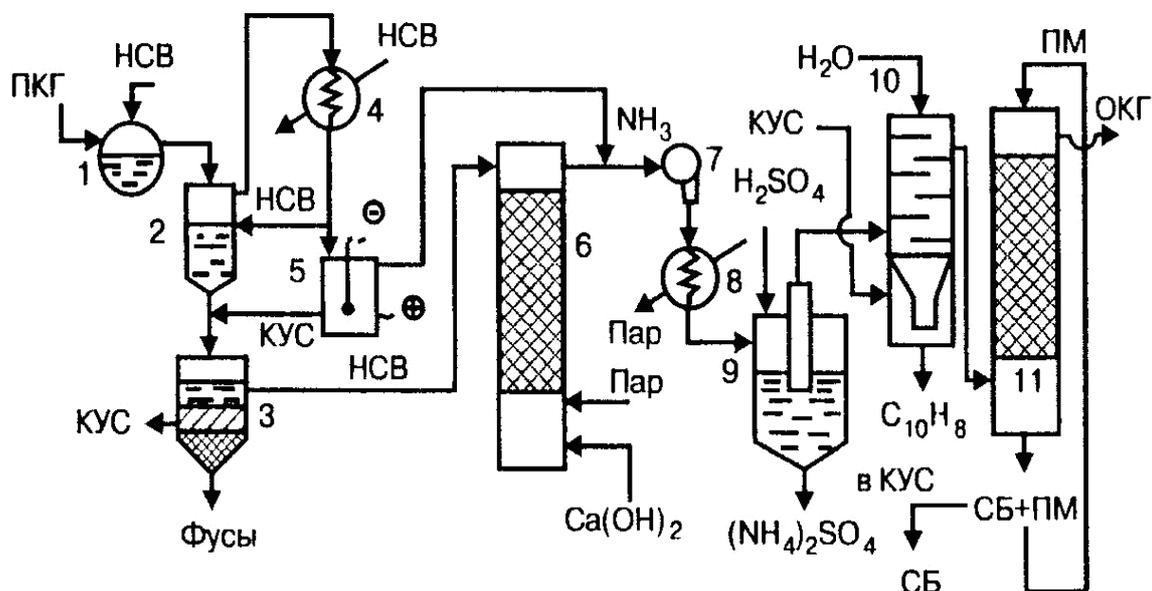
Таблица 10.2 – Выход продуктов коксования

Продукт	Выход, мас. долей
Кокс	0,77–0,73
Каменноугольная смола	0,03–0,04
Сырой бензол	0,01–0,012
Сульфат аммония	0,01–0,013
Обратный коксовый газ	0,15–0,18

Технологическая схема улавливания и разделения прямого коксового газа представлена на рисунке 10.8.

Отсасываемый газодувками из коксовых камер, ПКГ охлаждается в газосборнике 1, орошаемом холодной НСВ, и поступает в сепаратор 2, в котором из газа конденсируются КУС, НСВ и выделяются твердые частицы – фусы. Образовавшаяся смесь этих продуктов разделяется в отстойнике-осветлителе 3. Газ, пройдя сепаратор, охлаждается до 25-30°C в трубчатом холодильнике 4, орошаемом НСВ, где из него конденсируются

остатки КУС и НСВ, которые поступают соответственно в отстойник 3 и сепаратор 2.



1 – газосборник; 2 – сепаратор; 3 – отстойник-осветлитель; 4 – трубчатый холодильник; 5 – электрофильтр; 6 – аммиачная колонна; 7 – турбогазодувка; 8 – подогреватель газа; 9 – сатуратор; 10 – водяной холодильник; 11 – абсорбер

Рисунок 10.8 – Технологическая схема улавливания и разделения ПКГ

НСВ из отстойника подается в аммиачную колонну 6, в которую вводится раствор гидроксида кальция и подается острый пар для разложения аммонийных солей.

Газ после холодильника 4 освобождается от тумана КУС в электрофильтре 5 и соединяется с током газообразного аммиака из аммиачной колонны. Общий поток газа подается турбогазодувкой 7 через подогреватель 8 в сатуратор 9 и барботирует через раствор серной кислоты. Выпавшие в сатураторе кристаллы сульфата аммония отделяются, а газ после охлаждения в водяном холодильнике прямого смешения 10 направляется в абсорбер с насадкой 11, который орошается циркулирующим поглотительным маслом.

В абсорбере из газа извлекается СБ, и его раствор в поглотительном масле (ПМ) направляется на ректификацию. СБ отгоняется из раствора, а регенерированное ПМ возвращается на абсорбцию. В холодильнике 10 из газа выделяется твердый нафталин, который экстрагируется из водной суспензии горячей КУС, подаваемой в нижнюю часть холодильника. Из абсорбера 11 выходит обратный коксовый газ (ОКГ).

11 ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

11.1 Общие сведения о свойствах, применении и физико-химических процессах производства генераторных газов

Газообразное топливо – предпочтительный энергоноситель, так как оно имеет достаточную энергоемкость, легко транспортируется, позволяет применять более эффективные энергопреобразующие устройства, является более экологически чистым, и, в конечном счете, его применение всегда эффективно и экономически выгодно.

Донбасс, располагая большими запасами угля, не имеет в то же время своих запасов природного газа, что вынуждает промышленные предприятия закупать экспортируемый природный газ. Это тяжелым бременем ложится на экономику предприятий и вызывает определенные трудности. В связи с этим задача замены экспортируемого природного газа на газообразный энергоноситель – продукт переработки угля – является важной задачей для большинства промышленных предприятий Донбасса, как в краткосрочном аспекте, так и в связи с необходимостью уже сейчас планировать постепенный долгосрочный переход нашего экологически перегруженного региона на более чистые энергоносители: водородосодержащие газы.

На данный момент существует ряд разработанных процессов газификации, которые позволяют перерабатывать твердое топливо в газообразное с получением генераторного газа различной калорийности. Основные процессы, которые на данный момент находятся в процессе эксплуатации: процесс «Лурги», процесс Винклера, процесс «Копперс-Тотцек».

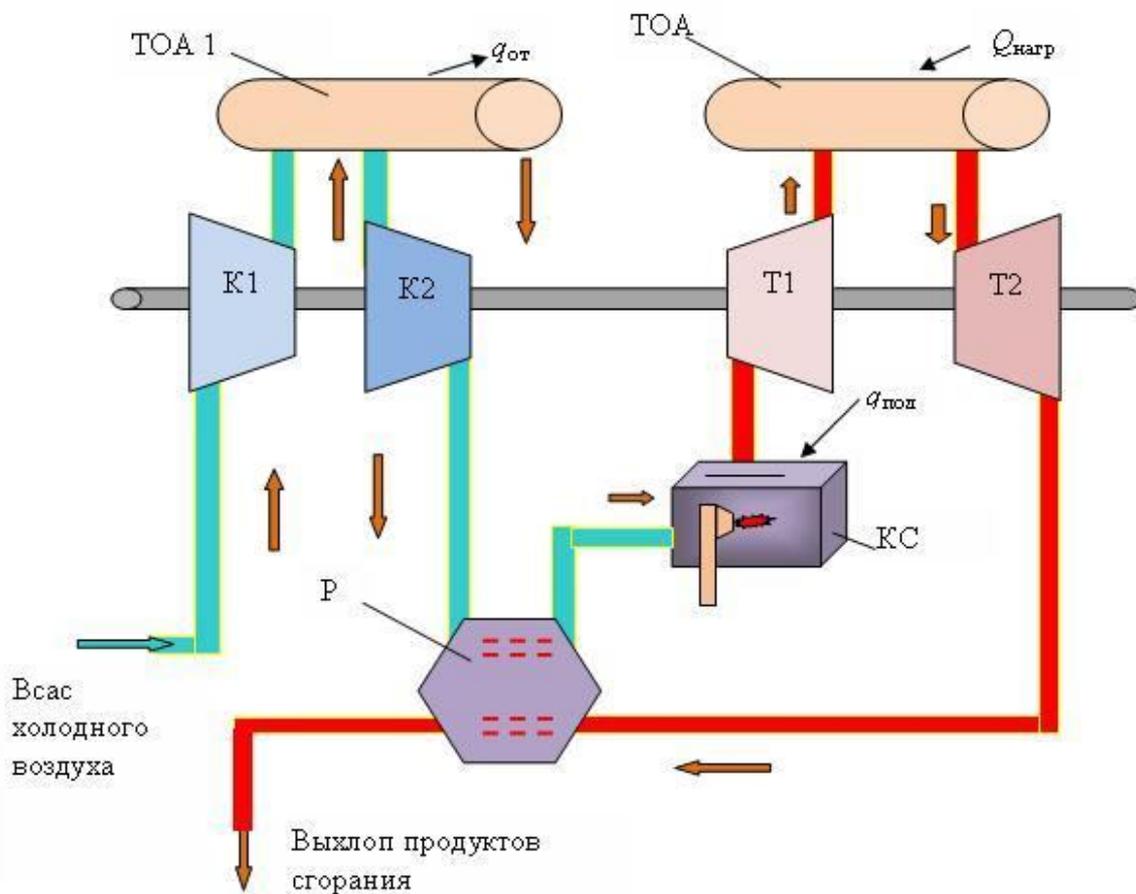
Генераторный газ, как продукт газификации представлен в общем случае следующими горючими компонентами: монооксид углерода, водород, метан и др., и балластными компонентами:

азот, диоксид углерода и т.д. Диапазон теплот сгорания генераторных газов, полученных при помощи различных технологий колеблется от 4 до 20 МДж/м³.

Применение генераторных газов. Основным применением генераторных газов является их использование в качестве топлива, в том числе для замены природного газа и жидких топлив. Также возможно их использование в технологиях химического синтеза для производства метанола, газовых бензинов и т.д., а также в схемах производства углеродных наноматериалов. Ниже проиллюстрирован пример использования генераторных газов для производства электроэнергии.

Использование генераторных газов в малой энергетике. Сегодня известно множество эффективных решений в области малой энергетики. Одним из наиболее распространенных технических решений для выработки сравнительно небольшого количества электроэнергии является использование газотурбинных установок (ГТУ) для привода электрических генераторов. Известно, что наибольшая эффективность ГТУ достигается при одновременной реализации регенерации, промежуточного охлаждения сжимаемого воздуха между ступенями компрессоров и промежуточного подогрева расширяющихся продуктов сгорания (рисунок 11.1).

В качестве источника тепла для нагрева рабочего тела в ГТУ используют энергию выделяющегося при сгорании жидкого или газообразного топлива. В качестве последнего обычно применяют природный газ. Однако ситуация на мировом рынке энергоносителей и национальных рынках ряда стран, среди которых находится и Украина, вынуждает уже сегодня искать альтернативные виды топлив. В качестве такового для Украины может быть использован генераторный газ, произведенный из каменного угля.



ТОА1 – теплообменник для промежуточного охлаждения сжимаемого воздуха;

ТОА2 – теплообменник для промежуточного подогрева продуктов сгорания, направляющихся на вторую ступень расширения в турбине;

КС – камера сгорания;

РГ – регенератор для подогрева сжатого воздуха перед камерой сгорания;

К1 – первая ступень сжатия в компрессоре;

К2 - вторая ступень сжатия в компрессоре;

Т1 – первая ступень расширения продуктов сгорания в турбине;

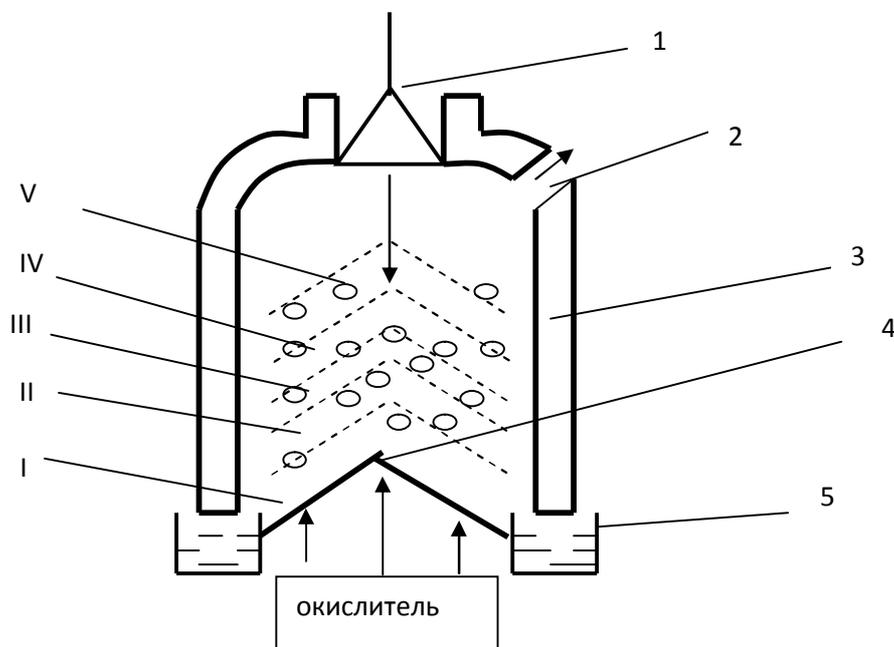
Т2 – вторая ступень расширения продуктов сгорания в турбине

Рисунок 11.1 – Газотурбинный двигатель с регенерацией, промежуточным охлаждением и повторным нагревом

Физико-химическая сущность процессов газификации твердых органических топлив. В основе газификации лежит неполное горение топлива (при недостатке кислорода) или

реагирование углерода с углекислотой или водяным паром с целью получения горючих газов.

Простейший способ газификации представлен на рисунке 11.2.



I – зона золы и шлака; II – зона неполного горения; III – зона восстановления; IV – зона возгонки летучих; V – зона сушки.

1 – загрузочное устройство; 2 – отвод газов; 3 – шахта газификации; 4 – колосниковая решетка; 5 – гидрозатвор

Рисунок 11.2 – Схема газогенератора

Куски топлива поступают сверху через загрузочное устройство; снизу через зазоры в чугунной колосниковой решетке подаются воздух и водяной пар. В нижней части зоны II, расположенной над слоем золы и шлака I, происходит неполное горение топлива при недостатке кислорода. Поскольку в этой зоне расходуется почти весь O_2 , ее называют кислородной. Зона золы и шлаков I, примыкающая непосредственно к колосниковой решетке, играет роль засыпки, которая выравнивает распределение дутья и защищает колосники от перегрева. Продукты горения углерода, которые содержат в большей

степени CO_2 и в меньшей CO поступают в зону восстановления III. Здесь углекислота и водяной пар вступают в реакцию с углеродом кокса, раскаленного за счет тепла, которое выделилось в кислородной зоне. В результате реакций CO_2 и H_2O с углеродом топлива образуются CO и H_2 , которые смешиваются с азотом воздуха и неразложившейся частью CO_2 . Смесь газов, которая образовалась, поднимается вверх через вышележащие слои топлива и нагревает его своим теплом. Нагретое без доступа кислорода при температуре $500\text{-}600^\circ\text{C}$, топливо претерпевает сложное видоизменение своей внутренней структуры, которое называют сухой перегонкой или полукоксованием. При этом происходит выделение летучих газов, которые присоединяются к потоку газов, идущих из зоны восстановления.

В зоне возгонки летучих IV выделяются следующие газы: H_2S , CH_4 , N_2 , CO_2 , H_2O .

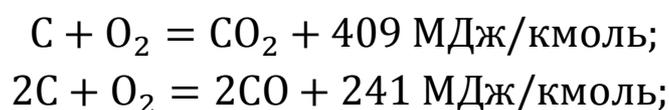
В вышележащей зоне сушки V слой топлива подсушивается за счет физического тепла газов, покидающих установку. Негорючие остатки топлива в виде шлаков удаляются с колосниковой решетки в ванную с водным затвором.

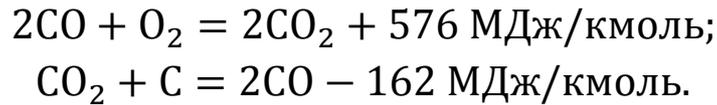
Приведенное выше деление пространства газогенератора на зоны является достаточно условным, потому что процессы в нем идут параллельно и могут накладываться друг на друга.

В зависимости от состава дутья генераторные газы разделяют на четыре группы:

1. Воздушный.
2. Водяной.
3. Смешанный.
4. Парокислородный.

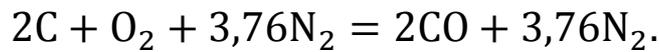
Воздушный газ. При газификации сухим воздухом получают воздушный газ. При этом в газогенераторе идут следующие реакции:





Первые две реакции идут в основном в зоне горения и протекают до конца. Две последние происходят в зоне газификации и являются обратимыми.

Уравнение процесса получения идеального воздушного генераторного газа, интегрально описывающее явления, протекающие в зоне газификации (II, III), можно представить в следующем виде:



Тогда выход газа с одного килограмма углерода согласно уравнению газификации составит:

$$V_{\Gamma} = \frac{V_{\text{CO}} + V_{\text{N}_2}}{2M_{\text{C}}} \cdot 22,4 = \frac{2 + 3,76}{2 \cdot 12} \cdot 22,4 = 5,38 \text{ м}^3/\text{кг},$$

где V_{CO} , V_{N_2} – объемы окиси углерода и азота в генераторном газе, м^3 ;

$M_{\text{C}} = 12 \text{ кг/кмоль}$ – молярная масса углерода.

Состав воздушного генераторного газа, %:

$$\text{CO} = \frac{100 \cdot V_{\text{CO}}}{V_{\text{CO}} + V_{\text{N}_2}} = \frac{100 \cdot 2}{2 + 3,76} = 34,7;$$

$$\text{N}_2 = \frac{100 \cdot V_{\text{N}_2}}{V_{\text{CO}} + V_{\text{N}_2}} = \frac{100 \cdot 3,76}{2 + 3,76} = 65,3.$$

Теплота сгорания воздушного газа, МДж/м^3 :

$$Q_{\text{H}}^{\text{p}} = \frac{Q_{\text{CO}} \cdot \text{CO}}{100} = \frac{12,8 \cdot 34,7}{100} = 4,44,$$

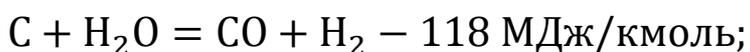
где Q_{CO} – теплота сгорания окиси углерода, МДж/м^3 .

Коэффициент полезного действия газификации при получении воздушного генераторного газа, %:

$$\eta = \frac{V_{\Gamma} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}}}{(Q_{\text{H}}^{\text{p}})_{\text{уг}}} \cdot 100 = \frac{5,38 \cdot 4,44}{34,1} \cdot 100 = 70,$$

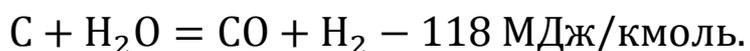
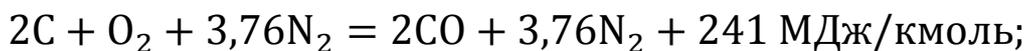
где $(Q_{\text{H}}^{\text{p}})_{\text{уг}} = 34,1$ – теплота сгорания углерода, МДж/кг .

Водяной газ. При продувке через раскаленный слой углерода водяного пара получаем водяной газ по следующим реакциям:

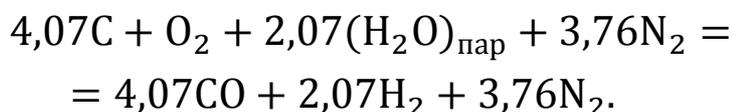


Обе эти реакции являются эндотермическими, поэтому процесс газификации по такой схеме не может идти без подвода тепла. Поэтому в газогенератор подают поочередно воздушное и паровое дутье. Период воздушной продувки называют фазой воздушного или горячего дутья. Газ, который получают при этом, выбрасывают в атмосферу. Период продувки паром называют фазой парового дутья или периодом газования. Совокупность двух фаз составляет рабочий цикл газификации. Состав водяного газа при этом следующий, %: H_2 до 50; CH_4 до 6; CO до 40; CO_2 – 6; N_2 – 2; Q_H^p – 10-11 МДж/м³. КПД газификации в реальных условиях не превышает 60-65% из-за потерь тепла с продувочными газами. Водяной газ самостоятельного значения как промышленное топливо не получил.

Смешанный газ. При использовании в качестве дутья смеси водяного пара с воздухом получают паровоздушный газ. При этом удельный расход воздуха составляет 2,2-2,8 м³/кг угля, удельный расход пара 0,2-0,5 кг/кг угля. При этом протекают следующие реакции:



В идеальных условиях с целью приведения к нулю суммарного теплового эффекта обеих реакций на 2 кмоль углерода в первой реакции следует принять $241/118=2,07$ кмоль углерода во второй реакции. Тогда общее уравнение процесса будет иметь вид:



Выход идеального смешанного газа, м³/кг угля:

$$V_{\Gamma} = \frac{V_{\text{CO}} + V_{\text{H}_2} + V_{\text{N}_2}}{4,07M_c} \cdot 22,4 = \frac{4,07 + 2,07 + 3,76}{4,07 \cdot 12} \cdot 22,4 = 4,55,$$

где V_{CO} , V_{H_2} , V_{N_2} – объемы окиси углерода, водорода и азота в генераторном газе, м³.

Состав смешанного газа, %:

$$\text{CO} = \frac{100 \cdot V_{\text{CO}}}{V_{\text{CO}} + V_{\text{H}_2} + V_{\text{N}_2}} = \frac{100 \cdot 4,07}{4,07 + 2,07 + 3,76} = 41,0;$$

$$\text{H}_2 = \frac{100 \cdot V_{\text{H}_2}}{V_{\text{CO}} + V_{\text{H}_2} + V_{\text{N}_2}} = \frac{100 \cdot 2,07}{4,07 + 2,07 + 3,76} = 20,9;$$

$$\text{N}_2 = \frac{100 \cdot V_{\text{N}_2}}{V_{\text{CO}} + V_{\text{H}_2} + V_{\text{N}_2}} = \frac{100 \cdot 3,76}{4,07 + 2,07 + 3,76} = 38,1.$$

Теплота сгорания идеального смешанного газа, МДж/м³:

$$Q_{\text{H}}^{\text{p}} = \frac{Q_{\text{CO}} \cdot \text{CO} + Q_{\text{H}_2} \cdot \text{H}_2}{100} = \frac{12,8 \cdot 41 + 10,8 \cdot 20,9}{100} = 7,5,$$

где Q_{CO} , Q_{H_2} – теплоты сгорания окиси углерода и водорода, МДж/м³.

Теоретический КПД газификации, %:

$$\eta = \frac{V_{\Gamma} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}}}{(Q_{\text{H}}^{\text{p}})_{\text{угл}}} \cdot 100 = \frac{4,55 \cdot 7,5}{34,1} \cdot 100 = 100.$$

Состав реального смешанного газа, %:

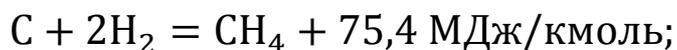
H_2 – 15 ... 20; CH_4 – до 5; CO – 25 ... 30; CO_2 – до 5;

N_2 – 35 ... 55.

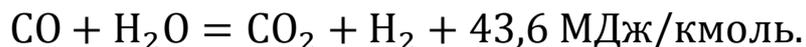
Парокислородный газ. Для увеличения коэффициента полезного действия газогенератора иногда в качестве дутья применяют парокислородную смесь. КПД возрастает с 40-60% до 70-80%. Теплота сгорания полученного газа повышается до 10 МДж/м³ и более. Состав парокислородного газа, %: H_2 до 40; углеводородов до 5; CO – 30-40; CO_2 – до 5; N_2 – 4-20.

Проведение процесса газификации под повышенным давлением согласно принципу Ле-Шателье смещает равновесие реакций в сторону более высокомолекулярных соединений.

Кроме реакций образования окиси углерода и водорода в шахте газогенератора интенсивно происходит образование метана по уравнениям:



Кроме того, усиливается образования окиси углерода по уравнению:



В результате промывания водой при повышенном давлении большая часть двуокиси углерода удаляется, и теплота сгорания газа за счет увеличения содержания метана повышается до $16,5 \text{ МДж/м}^3$ и выше. Такой газ может успешно транспортироваться на значительные расстояния за счет избыточного давления на выходе из газогенераторной установки. Однако процесс газификации под давлением сопровождается выделением значительного количества смол.

На сегодня существует значительное количество различных высокоэффективных технологий газификации топлива. При определенных условиях использование генераторного газа, полученного из угля, оказывается более экологичным решением, чем сжигание угля как топлива напрямую.

11.2 Существующие методы газификации угля, технические характеристики газогенераторов

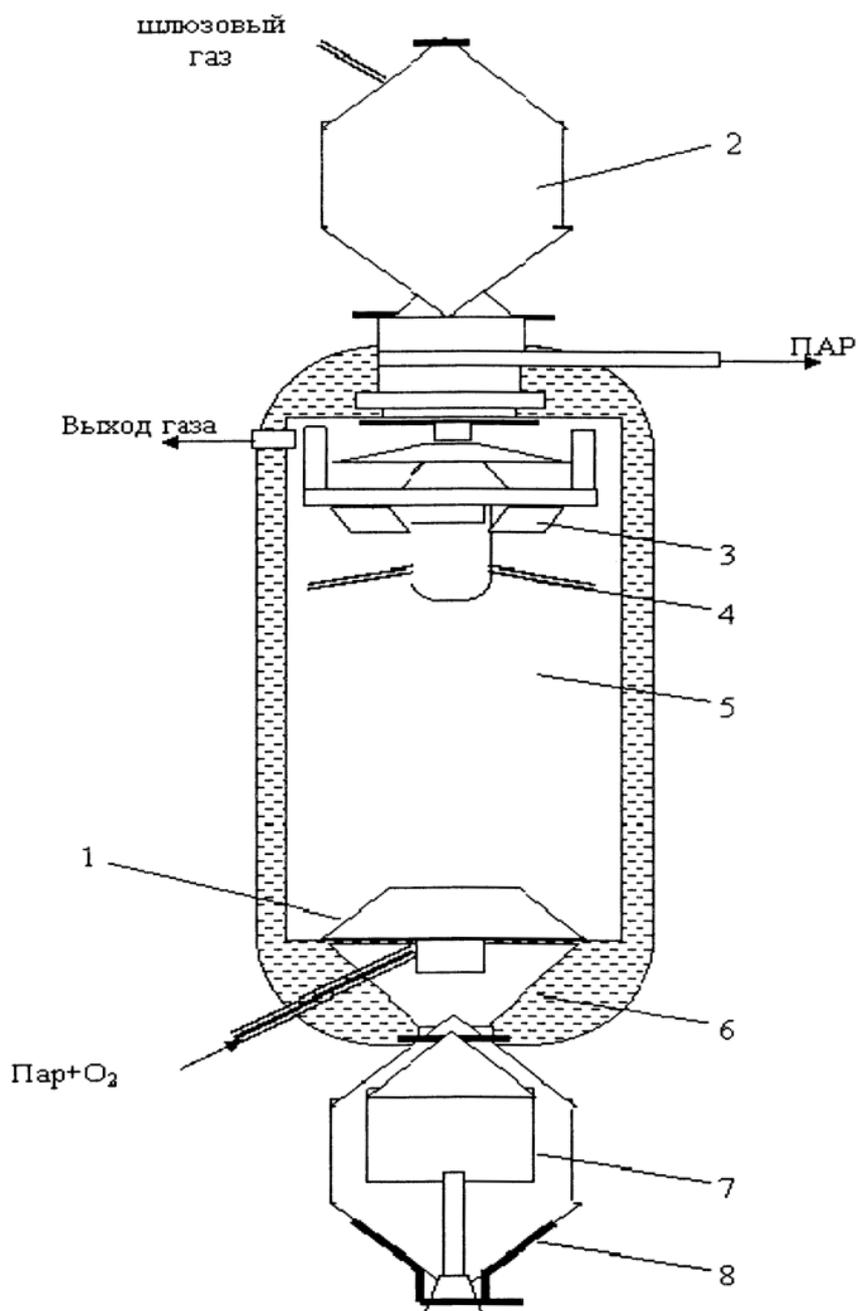
Для производства небольших количеств воздушного или смешанного генераторного газа применяются слоевые агрегаты, подобные простейшей схеме, представленной на рисунке 11.2. Для разгрузки золы и предотвращения спекания слоя твердого топлива профессором Кравцовым В.В. предложено использовать шнековые питатели-мешалки. Производство более значительных количеств генераторных газов с повышенной теплотой сгорания требует значительной интенсификации теплообмена и

массообмена, что на практике достигается за счет использования технологий кипящего или взвешенного слоя и парокислородного дутья в качестве окислителя.

Процесс газификации под давлением «Лурги». Схема газификации: автотермическая газификация под давлением в слоевом реакторе с противоточным движением угля и парокислородной смеси. Для газификации используется уголь крупностью 6-40 мм, при этом доля мелочи составляет не более 7%. Влажность угля должна составлять не более 19%, зольность – не более 35%. Диаметр реактора – 3,6-4 м. Расход угля – 15 т/ч. Газогенератор для газификации угля по технологии «Лурги» представлен на рисунке 11.3.

Описание процесса. Сырой уголь отмывают, дробят и классифицируют, подвергают сушке. Затем его подают в газогенератор через периодически открывающийся шлюз. Газификация осуществляется при давлении 30 бар с использованием парокислородной смеси. В тонкой зоне горения газифицирующий агент нагревается до температуры 600-700°C. Затем следует зона, в которой преимущественно протекает газификация водяным паром, в следующей зоне осуществляется дегазация и гидрогазификация угля при температуре 500-600°C.

Далее сырой газ подсушивается углем, медленно движущимся вниз, и затем при температуре между 300 и 800°C (в зависимости от типа угля) он покидает газогенератор. Газогенератор выполнен в виде сосуда с двойной стенкой с испарительным водяным охлаждением под давлением. Зола периодически удаляется через шлюзовой бункер в нижней части газогенератора.



1 – колосниковая решетка, 2 – угольный шлюз, 3 – распределитель угля, 4 – мешалка, 5 – зона газификации, 6 – водяная рубашка, 7 – зольный шлюз, 8 – подогреватель пара)

Рисунок 11.3 – Газогенератор для газификации угля по технологии «Лурги»

Технические характеристики процесса «Лурги»

Показатель	Метод «Лурги»
Производительность газогенератора:	
по сухому углю, т/ч	40-75
по сухому газу, м ³ /ч	75000
Коэффициент использования углерода, %:	
90	
КПД газификации, %	
75-85	
Температура, °С:	
в зоне реакции	750-1100
газа на выходе	260-430
Время пребывания топлива в газогенераторе, с	
≈5000	
Расход:	
угля, кг на 1000 м ³ сухого газа	800-650
Кислорода, м ³ на 1000 м ³ (CO+H ₂)	210-250
выход сухого газа, м ³ на 1 т угля	1200-1500
Теплота сгорания газа, кДж/м ³	
11900-16300	
Состав сухого газа, %:	
CO ₂ +H ₂ S	25-31
CO	17-25
H ₂	40-42
CH ₄	9-10
N ₂	0,5-1

Процесс Винклера. Схема газификации: автотермическая газификация водяным паром с воздухом или кислородом в кипящем слое при нормальном давлении. Схема процесса Винклера представлена на рисунке 11.4.

Площадь сечения шахты – от 6,6 до 25 м².

Высота шахты – до 21,5 м.

Способ пригоден для бурых углей, которые обладают высокой реакционной способностью.

Исходный уголь обязательно подвергается дроблению. Крупность угля допускается до 8 мм. Необходима предварительная сушка угля, которая обеспечивает механическую транспортировку (для бурого угля влажность не более 18%).

Описание процесса. Из угольного бункера, который находится под небольшим давлением защитного газа (CO_2), чтобы исключить проскок пламени, топливо непрерывно, через подающий шнек загружается в газогенератор. Он состоит из футерованной шахты с металлическим кожухом, нижняя часть которой выполнена в виде усеченного конуса.

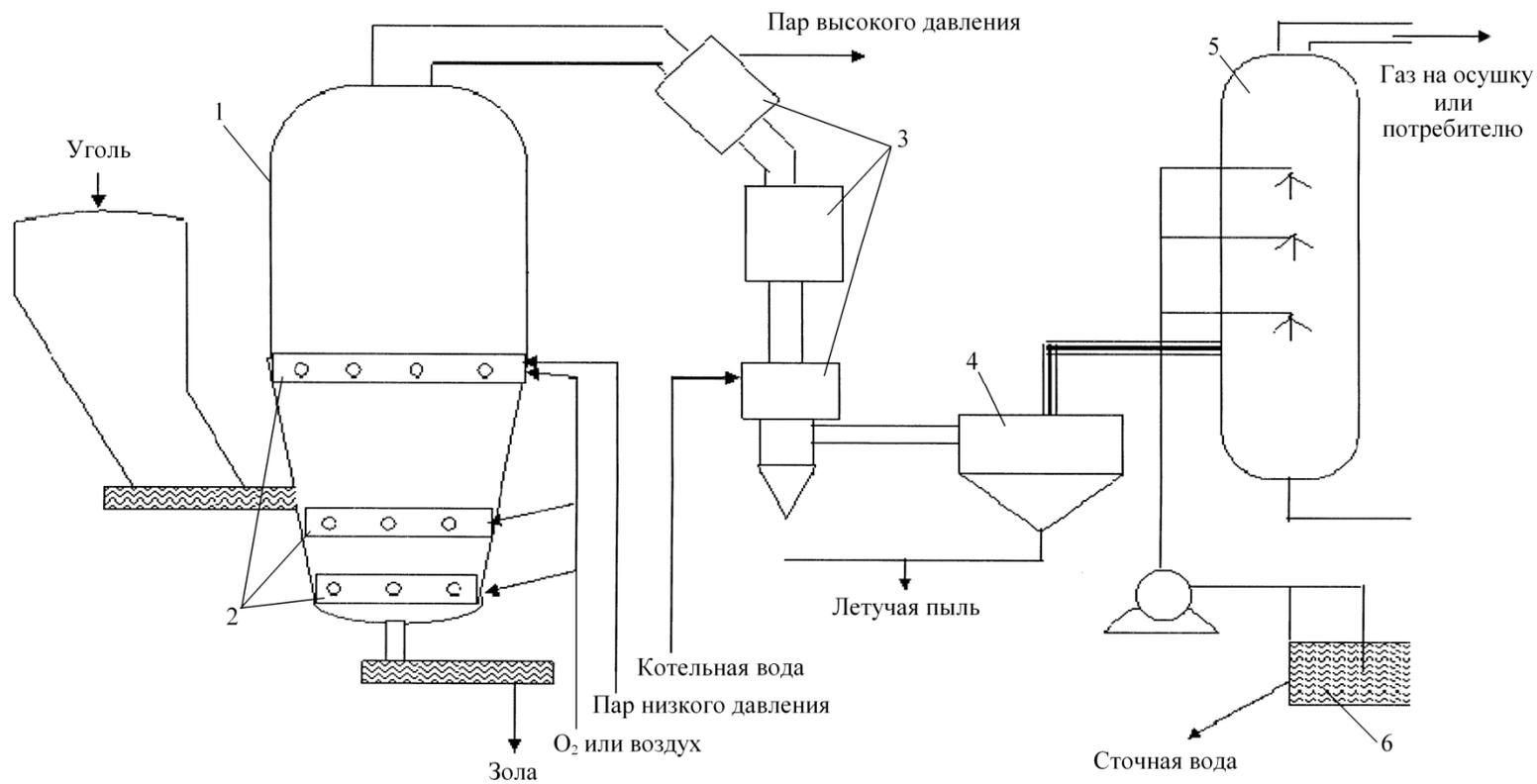
Газ, образующийся в кипящем слое, сначала перемешивается над кольцевым трубопроводом на высоте 3-4 м от слоя угля со вторым газифицирующим агентом, при этом газифицируется часть вынесенной из слоя пыли. Газ проходит последовательно через 2 котла утилизатора, подогреватель питательной воды, мультициклон, промывочный охладитель и каплеуловитель.

Зола передается через водоохлаждаемый разгрузочный шнек в сборную емкость, которая периодически разгружается. Для обеспечения взрывобезопасности необходимо, чтобы зола содержала не менее 5 % недожога, для того, чтобы не дать возможности образоваться опасному проскоку кислорода.

Технические характеристики процесса «Винклер»

Показатель	Метод «Винклер»
1	2
Производительность газогенератора:	
по сухому углю, т/ч	20-35
по сухому газу, м ³ /ч	60000
Коэффициент использования углерода, %	85
КПД газификации, %	65-85
Температура, °С:	
в зоне реакции	820-1100
газа на выходе	900-950
Время пребывания топлива в газогенераторе, с	100-500

1	2
Расход	
угля, кг на 1000 м ³ сухого газа	750-610
кислорода м ³ на 1000 м ³ (СО+Н ₂)	300-350
выход сухого газа м ³ на 1 т угля	1350-1650
Теплота сгорания газа, кДж/м ³	7500-9400
Состав сухого газа, %	
СО ₂ +Н ₂ С	17-22
СО	31-35
Н ₂	32-43
СН ₄	0,5-1
Н ₂	1-19



1 – газогенератор; 2 – устройство для подвода газифицирующего агента; 3 – теплообменники для производства пара; 4 – циклон; 5 – охладитель; 6 – водосборник

Рисунок 11.4 – Схема процесса Винклера

Процесс «Копперс Тотцек». Схема газификации: автотермическая парокислородная газификация взвешенного пылевого облака при нормальном давлении в проточном режиме. Газогенератор «Копперс-Тотцек» и схема процесса представлены на рисунках 11.5 и 11.6.

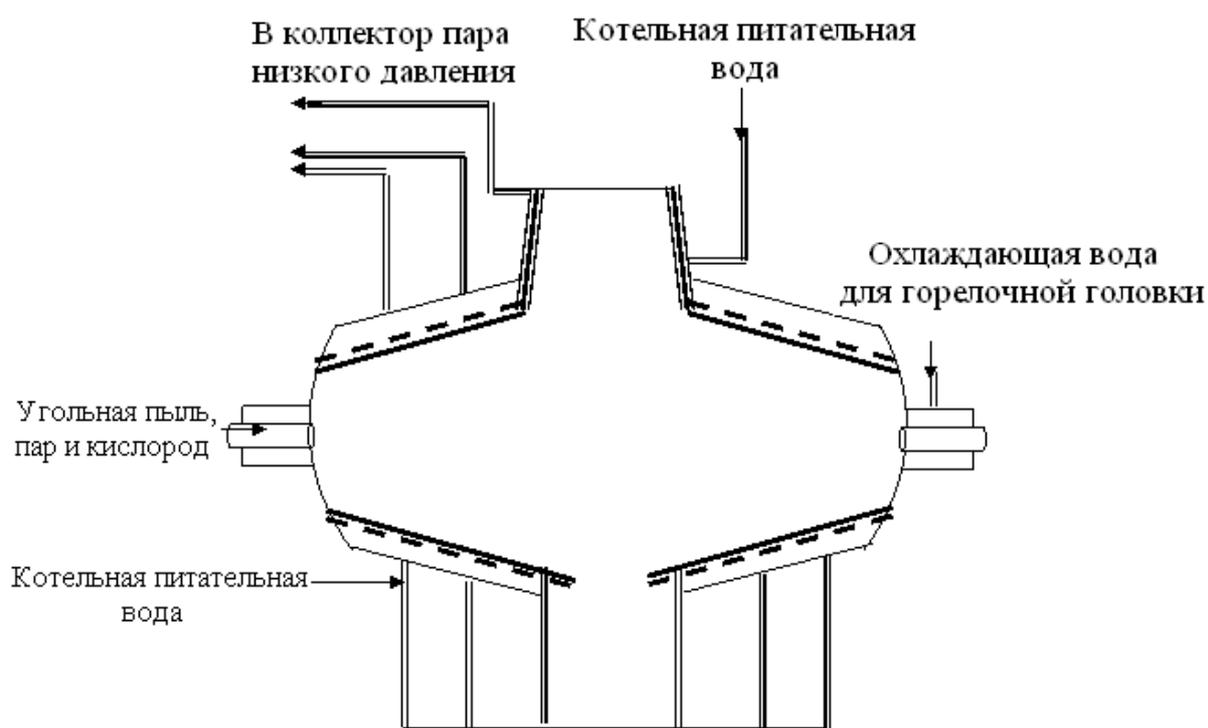


Рисунок 11.5 – Газогенератор «Копперс-Тотцек»

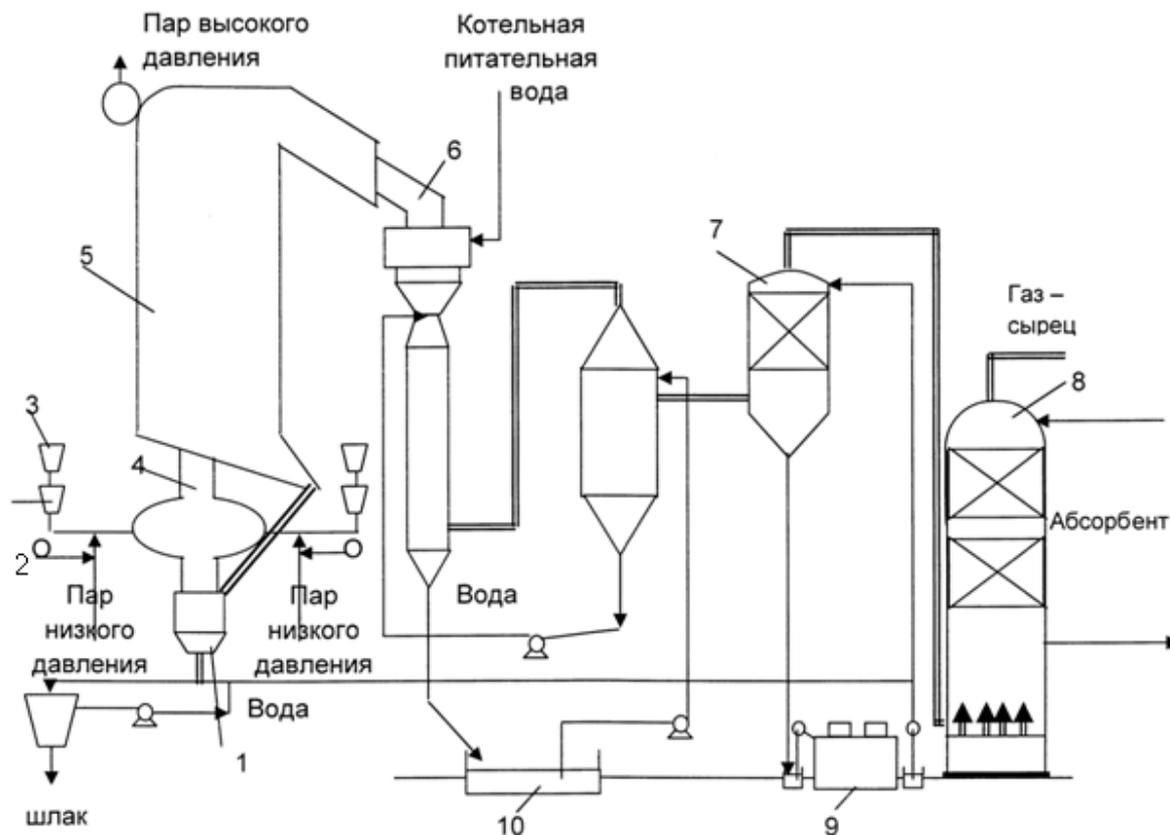
В качестве топлива для этого процесса может использоваться любой уголь. Крупность помола – не более 0,09 мм.

Описание процесса. Угольная пыль в потоке азота, полученного в установке разложения воздуха, подается пневматическим путем в угольный бункер, откуда периодически загружается в газогенератор через загрузочную воронку. Далее через шнековые питатели угольная пыль поступает в смесительную головку, где смешивается с парокислородным потоком и вдувается в горелки газогенератора. Примерно половина золы в виде жидкого шлака стекает вниз по стенкам газогенератора, закаливается в водоохлаждаемой емкости и

выводится из нижней части газогенератора в гранулированном виде. Другая половина уносится продуктовым газом в виде летучей золы. Продуктовый газ проходит вначале котел-утилизатор, в котором производится пар высокого давления. Затем следует глубокая очистка газа.

Технические характеристики процесса «Копперс-Тотцек»

Показатель	Метод «Копперс-Тотцек»
Производительность газогенератора:	
по сухому углю, т/ч	До 40
по сухому газу, м ³ /ч	50000
Коэффициент использования углерода, %	89
КПД газификации, %	65-85
Температура, °С:	
в зоне реакции	1300-1500
газа на выходе	1100-1200
Время пребывания топлива в газогенераторе, с	≈1
Расход	
угля, кг на 1000 м ³ сухого газа	660-560
кислорода, м ³ на 1000 м ³ (СО+Н ₂)	400-500
выход сухого газа, м ³ на 1 т угля	1500-1800
Теплота сгорания газа, кДж/м ³	10300-11700
Состав сухого газа, %:	
СО ₂ +Н ₂ С	10-13
СО	50-60
Н ₂	29-34
СН ₄	0,1
Н ₂	1-2



1 – шлакооохладитель; 2 – питатель; 3 – бункер; 4 – газогенератор; 5 – котел – утилизатор; 6 – скруббер Вентури; 7 – охладитель сырого газа; 8 – абсорбционная колонна; 9 – градирия; 10 – емкости

Рисунок 11.6 – Схема процесса «Копперс-Тотцек»

Производство генераторных газов методом гидрогазификации. При газификации твердых топлив с целью производства горячих восстановительных газов для использования в технологиях получения губчатого железа, вдувания в доменную печь или использования в технологиях химического синтеза зачастую стремятся получить газ с повышенным содержанием водорода. Эта задача может решаться как за счет обработки полученных по стандартным технологиям газов водяным паром и достижения заданной объемной доли водорода путем управления равновесием реакции водяного газа, так и за счет гидрогазификации. Как было указано выше, проблема реализации такой технологии (получение водяного

генераторного газа) заключается в том, что для ее реализации в общем случае необходимо чередование фаз парового и воздушного дутья.

Профессором Кравцовым В.В. в данной работе предложена технология непрерывного получения газа гидрогазификации.

Установка производства горячих восстановительных газов (рисунок 11.7) – это гидрогазификатор угля, который условно разделен на две технологические зоны. Вначале коксовый остаток поступает из загрузочного устройства (оно не показано на этом рисунке) на верхнюю управляемую беспровальную бесколпачковую решетку, которая позволяет за счет перераспределения потоков части дыма, идущего из нижней части агрегата, продвигать с определенной скоростью весь коксовый остаток по длине верхней решетки, с целью предварительного его нагрева до необходимой температуры, обеспечивающей его надежное зажигание с помощью многоструйной плоскофакельной горелки, установленной в торце параллельно или под небольшим углом к поверхности нижней решетки. Передача нагретого коксового остатка с верхней решетки на нижнюю решетку осуществляется с помощью управляемого шибера, позволяющего сформировать необходимый затвор из коксового остатка и не допустить прохода дыма в область над верхней решеткой, тем самым обеспечив необходимыми расходом дыма как подогрев коксового остатка, так и подогрев оставшейся, более значительной частью дыма, воздуха и необходимый перегрев пара. После попадания нагретого коксового остатка на нижнюю решетку он попадет в плоский факел многоструйной горелки. Учитывая тот факт, что коксовый остаток предварительно нагрет, а также то, что он имеет фракцию после предварительного дробления не выше 1-2 мм, и температурный уровень продуктов сжигания коксового газа на горелке превышает температуру зажигания низкорекционного топлива, к которому относится коксовый

остаток, а также, что в качестве окислителя в нижнюю решетку подается нагретый воздух, то следует ожидать надежного горения коксового остатка по мере его продвижения ко второму регулируемому шиберу. Перераспределение горячего воздуха в этой решетке позволяет отрегулировать необходимую часть полностью сгоревшего коксового остатка и ту его часть, которую необходимо обработать перегретым паром, обеспечив необходимый химический состав и уровень температуры горячих восстановительных газов. Нижняя решетка представляет собой камеру частичного сжигания коксового остатка для нагрева углерода, золы коксового остатка, а также инертных огнеупорных добавок, тепло которых в полном объеме уходит для компенсации эндотермического эффекта реакции газификации углерода паром. В верхней части газогенератора расположена шахта конвективных поверхностей нагрева, в которых происходит нагрев воздуха с помощью воздухонагревателя, перегрев пара в пароперегревателе отходящими продуктами сгорания из камеры частичного сжигания коксового остатка. Экономайзер в этой схеме служит для защиты пароперегревателя от перегрева. Для обеспечения максимальной восстановительной способности газов давление в камере газификации должно быть несколько выше давления дымовых газов в камере частичного сжигания коксового остатка (над нижней решеткой) на 2-3% от базового давления, равного 2 бар. Решетка в камере газификации должна быть выполнена беспровальной бесколпачковой, установленной под углом 7-10° к узлу выгрузки зольного остатка, выполненного по типу обычной шлюзовой камеры.

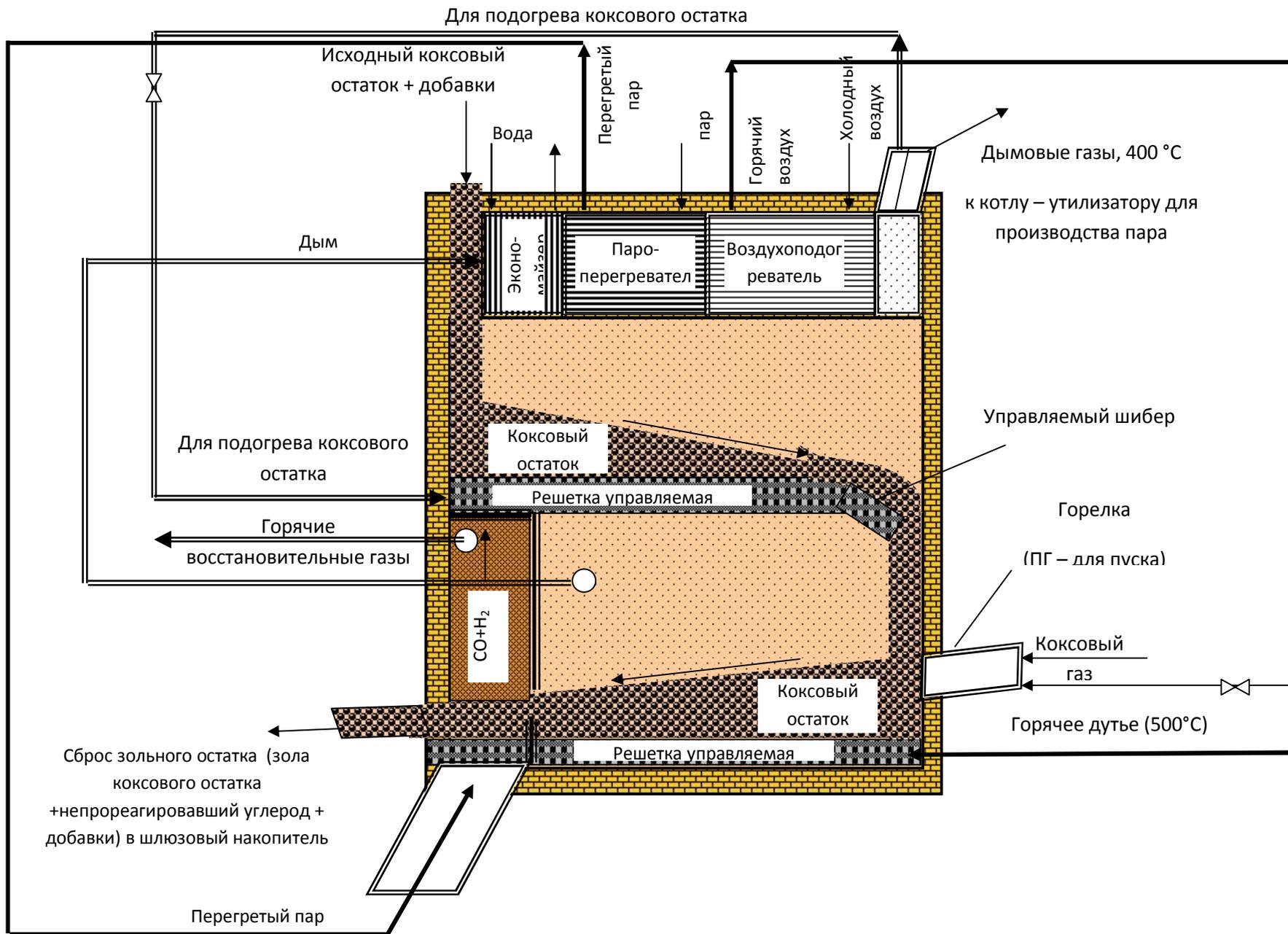


Рисунок 11.7 – Эскиз установки производства горячих восстановительных газов из коксового остатка

12 РАСЧЕТЫ ПРОЦЕССОВ ГАЗИФИКАЦИИ

Первым шагом решения задач такого рода является приведение исходного (заданного в литературе или сертификате) состава органического топлива к рабочему составу. Этот расчет выполняется при помощи специальных зависимостей, представленных в главе 2.

Расчет газогенераторной установки в целом обычно разделяют на две части:

- расчет выхода летучих из твердого топлива при его прогреве;
- определение параметров протекания процесса в зоне газификации.

Для определения конечного состава газа, покидающего установку, производят суммирование результатов расчетов зон газификации и возгонки летучих.

Определение выхода летучих газов

Для расчета принято, что при нагреве твердого топлива из него выделяются следующие летучие газы: H_2S , CH_4 , N_2 , CO_2 , H_2O . Их выход ($\text{м}^3/\text{кг}$) можно вычислить по следующим формулам:

$$V_{\text{H}_2\text{S}}^{\text{л}} = 0,007 \cdot k_{\text{S}} \cdot \text{S}^{\text{P}};$$

$$V_{\text{CH}_4}^{\text{л}} = 0,056 \cdot \text{H}^{\text{P}} - 0,0035 \cdot k_{\text{S}} \cdot \text{S}^{\text{P}};$$

$$V_{\text{N}_2}^{\text{л}} = 0,008 \cdot \text{N}^{\text{P}};$$

$$V_{\text{CO}_2}^{\text{л}} = 0,007 \cdot \text{O}^{\text{P}};$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{л}} = 0,0124 \cdot \text{W}^{\text{P}},$$

где k_{S} – коэффициент, который характеризует распределение серы между соединениями. Принимается равным 0,1-0,5.

Суммарный выход летучих на один килограмм топлива составляет ($\text{м}^3/\text{кг}$):

$$V_{\text{л}} = V_{\text{H}_2\text{S}}^{\text{л}} + V_{\text{CH}_4}^{\text{л}} + V_{\text{N}_2}^{\text{л}} + V_{\text{CO}_2}^{\text{л}} + V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{л}}$$

Доля нелетучего углерода, который остается после выделения летучих газов определяется по следующей зависимости:

$$C_{\text{nr}} = C^{\text{P}} - 0,375 \cdot O^{\text{P}} - 3 \cdot \text{H}^{\text{P}} - 0,1875 \cdot k_{\text{S}} \cdot S^{\text{P}}$$

Для проверки точности расчетов зоны выделения летучих строится материальный баланс (таблица 12.1).

Таблица 12.1 – Материальный баланс зоны выделения летучих

Приходная часть	Масса, кг	Расходная часть	Масса, кг
- Масса твердого топлива - Масса горячих газов из зоны газификации	1 $V_{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{газ}}$	Газ: - из зоны газификации - из зоны выделения летучих - коксовый остаток	$V_{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{газ}}$ $V_{\text{л}} \cdot \rho_{\text{л}}$ $M_{\text{к}} = C_{\text{nr}}/100 + A^{\text{P}}/100$
Итого		Итого	

Поскольку масса горячих газов, поднимающаяся из зоны газификации и прогревающая за счет своего физического тепла твердое топливо в зоне возгонки летучих (в таблице эта масса обозначена как $V_{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{газ}}$) присутствует в приходной и расходной частях баланса, исключаем эту составляющую из рассмотрения в обеих частях материального баланса.

Плотность простых веществ (газов) при н.ф.у. определяется как

$$\rho = \frac{M}{22,4},$$

где M – молекулярная масса вещества, кг/кмоль, а плотность газовых смесей определяется как

$$\rho = \frac{\chi_1 \cdot M_1 + \chi_2 \cdot M_2 + \dots + \chi_n \cdot M_n}{100 \cdot 22,4}, \quad (12.1)$$

где M_1, M_2, \dots, M_n – молекулярные массы компонентов смеси, кг/кмоль; $\chi_1, \chi_2, \dots, \chi_n$ – объемные доли соответствующих компонентов в смеси, %. То есть для определения плотности летучих используем следующую зависимость:

$$\rho_{\text{л}} = \frac{H_2S^{\text{л}} \cdot 34 + CH_4^{\text{л}} \cdot 16 + N_2^{\text{л}} \cdot 28 + CO_2^{\text{л}} \cdot 44 + H_2O^{\text{л}} \cdot 18}{100 \cdot 22,4}, \quad (12.2)$$

где $H_2S^{\text{л}}, CH_4^{\text{л}}, N_2^{\text{л}}, CO_2^{\text{л}}, H_2O^{\text{л}}$ – процентное содержание соответствующих компонентов в летучих, которое определяется как отношение объема соответствующего компонента к общему объему летучих:

$$\frac{V_{H_2S}^{\text{л}}}{V_{\text{л}}} \cdot 100; \frac{V_{CH_4}^{\text{л}}}{V_{\text{л}}} \cdot 100; \frac{V_{N_2}^{\text{л}}}{V_{\text{л}}} \cdot 100; \frac{V_{CO_2}^{\text{л}}}{V_{\text{л}}} \cdot 100; \frac{V_{H_2O}^{\text{л}}}{V_{\text{л}}} \cdot 100.$$

То есть масса приходной части составляет 1 кг. Если сумма масс расходных частей баланса: $V_{\text{л}} \cdot \rho_{\text{л}} + M_{\text{к}}$ менее, чем на 0,5% отличается от 1 кг, то расчет можно считать выполненным с достаточной точностью.

Построение материального баланса зоны газификации в технологии получения воздушного генераторного газа. Для начального рассмотрения выбрана технология получения воздушного генераторного газа, поскольку расчет процессов в зоне газификации в этом случае является наиболее простым.

Интегральную характеристику этого процесса можно представить с помощью следующего итогового химического уравнения:



Будем конструировать материальный баланс относительно коксового остатка угля, полученного от 1 кг твердого топлива в зоне возгонки летучих. Предполагаем, что коксовый остаток состоит лишь из углерода и золы. Тогда коксовый остаток,

соответствующий 1 кг исходного угля содержит $\frac{C_{nr}}{100}$ кг углерода и $\frac{A^p}{100}$ кг золы.

Исходя из записанного химического уравнения для газификации соответствующего количества коксового остатка необходимо кислорода

$$V_{O_2} = \frac{C_{nr} \cdot 22,4}{100 \cdot 12 \cdot 2}, \text{ м}^3,$$

или воздуха

$$V_{\text{воз}} = \frac{100}{k} \cdot V_{O_2}, \text{ м}^3,$$

где k – коэффициент обогащения воздуха кислородом (показывает объемную долю кислорода в воздухе), %. Обычный атмосферный воздух содержит 21% кислорода и 79 % азота. При обогащении доля кислорода возрастает.

В результате газификации получаем газ, который состоит из монооксида углерода и азота, который полностью переходит в генераторный газ из воздуха. Общий объем газа составит:

$$V_{\text{газ}} = \frac{C_{nr} \cdot 22,4}{100 \cdot 12} + \frac{C_{nr} \cdot 22,4}{100 \cdot 12 \cdot 2} \cdot \frac{100 - k}{k}, \text{ м}^3$$

(первое слагаемое отвечает выходу монооксида углерода, второе азота). То есть

$$V_{CO}^{\text{газ}} = \frac{C_{nr} \cdot 22,4}{100 \cdot 12}$$

и

$$V_{N_2}^{\text{газ}} = \frac{C_{nr} \cdot 22,4}{100 \cdot 12 \cdot 2} \cdot \frac{100 - k}{k}.$$

При этом доля монооксида углерода составляет

$$CO^{\text{газ}} = \frac{2 \cdot k}{100 + k} \cdot 100, \%$$

а доля азота $N_2^{\text{газ}} = 100 - CO^{\text{газ}}, \%$.

Считая, что вся зола коксового остатка переходит в шлаки, можно построить материальный баланс зоны газификации следующим образом (таблица 12.2).

Таблица 12.2 – Материальный баланс зоны газификации

Приходная часть	Масса, кг	Расходная часть	Масса, кг
Коксовый остаток	$C_{\text{нг}}/100 + A^p/100$	Газ	$V_{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{газ}}$
Воздух	$V_{\text{воз}} \cdot \rho_{\text{воз}}$	Шлаки	$A^p/100$
Итого		Итого	

Плотность генераторного газа $\rho_{\text{газ}}$ определяем с помощью зависимости типа (12.2). В результате сравнения сумм масс статей приходной и расходной частей баланса необходимо убедиться, что различие между ними не превышает 0,5%, тогда результаты расчетов можно считать выполненными с достаточной точностью.

Общий материальный баланс газогенераторной установки, работающей по схеме воздушной газификации. Общий материальный баланс охватывает все зоны газогенераторной установки. Его приходные и расходные статьи приведены в таблице 12.3.

В случае если расчеты выполнены верно, массы всех компонентов приходной и расходной частей баланса должны отличаться не более, чем на 0,5 %.

Общий объем газов, которые будут получены при переработке 1 кг топлива, определяется как сумма объемов продуктов зоны газификации и зоны выделения летучих

$$V_{\Sigma} = V_{\text{газ}} + V_{\text{л}}.$$

Таблица 12.3 – Общий материальный баланс газогенераторной установки

Приходная часть	Масса, кг	Расходящаяся часть	Масса, кг
Уголь	1	Газ из зоны газификации	$V_{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{газ}}$
Воздух	$V_{\text{воз}} \cdot \rho_{\text{воз}}$	Из зоны возгонки летучих	$V_{\text{л}} \cdot \rho_{\text{л}}$
		Шлаки	$\frac{A^p}{100}$
Итого		Итого	

При этом объем каждого из компонентов смеси определяется следующим образом:

$$V_{\text{CH}_4} = V_{\text{CH}_4}^{\text{л}}; V_{\text{CO}_2} = V_{\text{CO}_2}^{\text{л}}; V_{\text{H}_2\text{S}} = V_{\text{H}_2\text{S}}^{\text{л}};$$

$$V_{\text{N}_2} = V_{\text{N}_2}^{\text{л}} + V_{\text{N}_2}^{\text{газ}}; V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{л}}; V_{\text{CO}} = V_{\text{CO}}^{\text{газ}}.$$

Процентная доля каждого из компонентов смеси определяется как отношение соответствующего объема компонента к объему смеси V_{Σ} , выраженное в процентах.

Плотность смеси ρ_{Σ} определяется по зависимости типа (11.2). В случае если расчеты выполнены верно должно также выполняться следующее соотношение:

$$V_{\text{газ}} \cdot \rho_{\text{газ}} + V_{\text{л}} \cdot \rho_{\text{л}} = V_{\Sigma} \cdot \rho_{\Sigma}.$$

Необходимо достичь такой точности расчетов, чтобы это соотношение выполнялось с точностью не менее 0,5%.

Построение общего теплового баланса газогенераторной установки на примере технологии воздушной газификации. Идея теплового баланса заключается в том, что количество энергии, которая поступает в любую систему, равняется количеству энергии, которая используется и распределяется в этой системе.

Приходная часть

В случае воздушной газификации, который анализируется, энергия поступает в газогенераторную установку с химической энергией твердого топлива, физическим теплом угля и физическим теплом дутья (в нашем случае воздуха). Рассмотрим отдельно эти статьи баланса. Он выполняется для 1 кг твердого топлива. Далее при использовании размерности кДж/кг имеется в виду, что количество энергии отнесено к 1 кг исходного твердого топлива.

Химическая энергия угля, кДж/кг

$$Q_{\text{уг}}^{\text{хим}} = 339 \cdot C^p + 1030 \cdot H^p - 109(O^p - S^p) - 25 \cdot W^p.$$

Физическое тепло угля, который поступает в установку,

$$Q_{\text{уг}}^{\text{физ}} = c_{\text{уг}} \cdot t_{\text{уг}}, \text{ кДж/кг},$$

где $t_{\text{уг}}$ – температура угля, который поступает в газогенераторную установку, °С;

$c_{\text{уг}}$ – теплоемкость угля при температуре $t_{\text{уг}}$, кДж/(кг·К).

Физическое тепло дутьевого агента, кДж/кг

$$Q_{\text{воз}}^{\text{физ}} = V_{\text{воз}} \cdot c_{\text{воз}} \cdot t_{\text{воз}},$$

где $t_{\text{воз}}$ – температура воздуха, который подается в установку, °С;

$c_{\text{воз}}$ – теплоемкость воздуха при температуре $t_{\text{воз}}$, кДж/(м³·К).

Теплоемкость воздуха в зависимости от температуры рассчитывается следующим образом:

$$c_{\text{пов}}^t = 0,21 \cdot c_{\text{O}_2}^t + 0,79 \cdot c_{\text{N}_2}^t,$$

где $c_{\text{O}_2}^t$, $c_{\text{N}_2}^t$ – теплоемкости кислорода и азота, взятые в справочной литературе в зависимости от температуры.

Расходная часть

Тепло выводится из газогенераторной установки следующим образом: с химической энергией генераторного газа, с физическим теплом генераторного газа, с физическим теплом шлаков и в виде теплопотерь реактора. Рассмотрим эти статьи баланса отдельно.

Химическая энергия генераторного газа, кДж/кг:

$$Q_{\text{газ}}^{\text{хим}} = (127 \cdot \text{CO} + 358 \cdot \text{CH}_4) \cdot V_{\Sigma},$$

где CO и CH₄ – содержимое соответствующих компонентов в конечном составе воздушного генераторного газа, %.

Физическая энергия генераторного газа, кДж/кг:

$$Q_{\text{газ}}^{\text{физ}} = V_{\Sigma} \cdot c_{\Sigma}^t \cdot t_{\Sigma},$$

где t_{Σ} – температура газа, который покидает установку, °С;

c_{Σ}^t – теплоемкость генераторного газа при температуре t_{Σ} , кДж/(м³·К).

Теплоемкость газа в зависимости от температуры рассчитывается следующим образом:

$$c_{\Sigma}^t = \frac{\text{CO}}{100} \cdot c_{\text{CO}}^t + \frac{\text{N}_2}{100} \cdot c_{\text{N}_2}^t + \frac{\text{CO}_2}{100} \cdot c_{\text{CO}_2}^t + \frac{\text{H}_2\text{O}}{100} \cdot c_{\text{H}_2\text{O}}^t + \\ + \frac{\text{CH}_4}{100} \cdot c_{\text{CH}_4}^t + \frac{\text{H}_2\text{S}}{100} \cdot c_{\text{H}_2\text{S}}^t, \quad (12.3)$$

где $c_{\text{CO}}^t, c_{\text{N}_2}^t, c_{\text{CO}_2}^t, c_{\text{H}_2\text{O}}^t, c_{\text{CH}_4}^t, c_{\text{H}_2\text{S}}^t$ – теплоемкости соответствующих компонентов, взятые в справочной литературе в зависимости от температуры, Дж/(м³·К).

CO, N₂, CO₂, H₂O, CH₄, H₂S – содержание соответствующих компонентов в генераторном газе, %.

Физическое тепло шлаков, кДж/кг:

$$Q_{\text{шлак}}^{\text{физ}} = \frac{A^p}{100} \cdot c_{\text{шлак}} \cdot t_{\text{шлак}},$$

где $t_{\text{шлак}}$ – температура шлаков, которые удаляются из газогенераторной установки, °С;

$c_{\text{шлак}}$ – теплоемкость шлаков при температуре $t_{\text{шлак}}$, кДж/(кг·К).

Для определения теплотерь реактора используются стандартные зависимости на основе закона Фурье, при этом учитывая геометрию и теплофизические характеристики ограждения газогенератора.

Поскольку суммарная энергия приходной и расходной частей равняются друг другу, то концепцию теплового баланса часто используют для определения температуры генераторного газа, который покидает установку.

Для этого выводим следующую зависимость:

$$t_{\Sigma} = \frac{Q_{\text{уг}}^{\text{хим}} + Q_{\text{уг}}^{\text{физ}} + Q_{\text{пов}}^{\text{физ}} - Q_{\text{газ}}^{\text{хим}} - Q_{\text{шлак}}^{\text{физ}}}{V_{\text{газ}} \cdot c_{\Sigma}}. \quad (12.4)$$

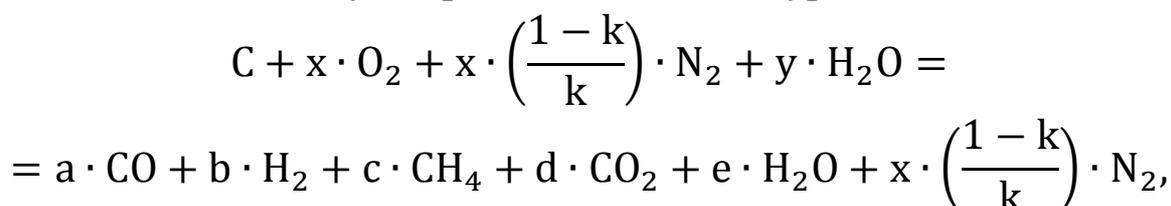
Расчеты по этой зависимости носят итерационный характер. Сначала задаемся температурой генераторного газа, рассчитываем его теплоемкость по зависимости (12.3) при заданной температуре. Далее рассчитываем температуру газа по формуле (12.4) и сравниваем полученное значение с принятым. В случае совпадения с погрешностью, которая не превышает 5°C считаем расчет завершенным. Если же ошибка превышает 5°C, повторяем итерационную процедуру. Для полученной по формуле (12.4) температуры заново рассчитываем теплоемкость и определяем по этой же формуле новое значение температуры газа, сравниваем с предыдущим значением и так далее до тех пор, пока различие между двумя значениями не будет меньше заданного допустимого расхождения.

Для расчетов процессов в зоне газификации при получении других генераторных газов (водяного, смешанного, парокислородного) применяются более сложные методики расчета. При этом схема расчетов зоны возгонки летучих, общего материального и теплового балансов остаются идентичными.

Методика расчета процессов в зоне газификации, позволяющая учесть влияние давления газообразной среды на показатели процесса. Такой метод является универсальным и позволяет рассчитывать процессы в зоне газификации для любой технологии, в том числе и для процессов, протекающих под значительным давлением, например, парокислородного процесса газификации.

Уступая математическим моделям на основе дифференциального описания процессов в точности и полноте предоставляемой информации, предложенный метод выигрывает в относительной простоте, большой скорости вычислений и при этом удовлетворяет требованиям, предъявляемым к инженерным расчетам.

Его суть заключается в том, что все многообразные процессы, протекающие в окислительной и восстановительной зонах, заменяются суммарным балансовым уравнением вида:



где x, y – расход кислорода и водяного пара на газификацию 1 кмоль углерода, кмоль/кмоль;

k – степень обогащения воздушной части дутья кислородом;
 a, b, c, d, e – выход соответствующих газов при газификации, кмоль/кмоль.

Величины x, y, k , характеризующие дутье, задаются в качестве исходных данных, а a, b, c, d, e – являются искомыми.

Для решения поставленной задачи составляем следующую систему уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} 1. a + c + d = 1 \\ 2. a + 2 \cdot d + e = 2 \cdot x + y \\ 3. b + 2 \cdot c + e = y \\ 4. \frac{d \cdot b}{a \cdot e} = k_{p1} \\ 5. \frac{a^2 \cdot b^2}{c \cdot d} \cdot \frac{P_{общ}^2}{\sum V_{пг}^2} = k_{p2} \end{array} \right.$$

где уравнения (1), (2), (3) – являются балансовыми уравнениями по C, O_2, H_2 соответственно;

уравнение (4) – выражение константы равновесия для реакции водяного газа $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$;

уравнение (5) – выражение константы равновесия для реакции $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 = 2\text{CO} + 2\text{H}_2$. Логарифмы констант равновесия реакций приведены в Приложении Ж.

Решив приведенную выше систему уравнений, определяем объемный состав продуктов газификации, их теплоту сгорания, выход газов с 1 кг угля, расходные коэффициенты по пару, сжатому воздуху, кислороду.

При сопоставлении результатов, полученных с помощью этого метода, с практическими данными, приведенными в работах Гинзбурга Д.Б. и Дешалита Г.И., установлено их совпадение с абсолютной погрешностью до пяти процентов. Эти результаты также согласуются с данными, полученными при помощи других расчетных методов. Например, для парокислородной газификации кокса был произведен расчет состава очищенного генераторного газа по методу Гинзбурга Д.Б. и при помощи рассматриваемого в данной работе способа. Условия для расчета: давление дутья 20 атм, соотношение $\text{H}_2\text{O}:\text{O}_2 = 85:15$. Результаты сведены в таблице 12.4.

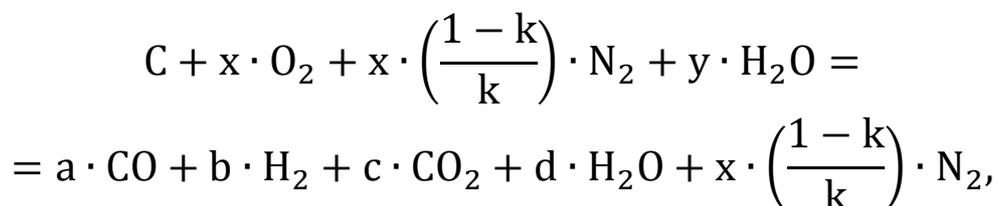
Таблица 12.4 – Сравнение результатов расчета по разным методам

Компоненты неочищенного газа	Метод Гинзбурга Д.Б.	Метод, предлагаемый в данной работе
H_2 , %	21,5	20,1
CO , %	15,8	17,22
CH_4 , %	11,8	11,25
CO_2 , %	26,8	23,57
H_2O_2 %	24,1	27,37

Упрощенная универсальная методика расчета процессов в зоне газификации. Анализ зарубежного опыта использования

газогенераторов в малой энергетике показывает, что зачастую использование высокого давления процесса, повышая калорийность генераторного газа, приводит к значительному росту капитальных вложений на сооружение установки (стоимость компрессоров, создающих высокие давления, может значительно превысить стоимость других элементов установки). Поэтому на практике в рамках малой энергетике используются также установки, работающие под давлением, приближенным к атмосферному.

Ниже представлена более простая методика, не учитывающая реакцию $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 = 2\text{CO} + 2\text{H}_2$, которая позволяет рассчитать процесс получения смешанного генераторного газа в условиях малой энергетике (без значительного избыточного давления дутья, и соответственно без учета появления метана в зоне газификации, которым при малой величине давления газификации можно пренебречь). Основой является упрощенное представление процесса газификации в виде суммарного уравнения следующего вида:



где x, y – расход кислорода и водяного пара на газификацию 1 кмоль углерода, кмоль/кмоль;

k – степень обогащения воздушной части дутья кислородом;

a, b, c, d – выход соответствующих газов при газификации, кмоль/кмоль углерода.

Величины x, y, k , характеризующие дутье, задаются в качестве исходных данных, а a, b, c, d – являются искомыми.

Для решения поставленной задачи составляем следующую систему уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} 1. a + c = 1 \\ 2. a + 2 \cdot c + d = 2 \cdot x + y \\ 3. b + d = y \\ 4. \frac{b \cdot c}{a \cdot d} = k_{p1} \end{array} \right.$$

где уравнения (1), (2), (3) – являются балансовыми уравнениями по C, O₂, H₂ соответственно;

уравнение (4) – выражение константы равновесия для реакции водяного газа CO + H₂O = CO₂ + H₂. Решив приведенную выше систему уравнений, определяем объемный состав продуктов газификации, их теплоту сгорания, выход газов с 1 кг угля, расходные коэффициенты по пару, сжатому воздуху, кислороду.

Для проведения необходимых вычислений необходимо уметь находить константу равновесия реакции водяного газа в зависимости от температуры. Для этой цели удобно использовать простую расчетную зависимость вида $\lg K_p = A/T + B$, а не сложные полиномиальные уравнения или справочные данные, которые зачастую противоречат друг другу. Как следует из термодинамических исследований, зависимость константы равновесия реакции водяного газа можно представить как:

$$\lg K_p = \frac{2162}{T} - 2,20.$$

Для исследования влияния температуры на процессы газификации по смешанной схеме произведем расчет состава генераторного газа в диапазоне температур от 727°С до 1127°С с шагом 100°С для следующих исходных данных:

– газифицируемый материал (коксовый остаток угля) следующего состава:

$$C^p = 65 \%, A^p = 35 \%;$$

– расходный коэффициент по кислороду 0,35 кмоль/(кмоль C);

– расходный коэффициент по пару 0,35 кмоль/(кмоль C).

Результаты расчетов сведем в таблицу 12.5.

Таблица 12.5 – Варианты газификации твердого топлива в зависимости от температуры

Показатели	Температура процесса, °С				
	727	827	927	1027	1127
K_p	0,78	0,5	0,34	0,25	0,19
Состав газа,%:					
CO	36,14	36,4	36,52	36,06	36,4
H ₂	12,55	12,28	12,17	12,62	12,28
CO ₂	1,31	1,05	0,94	1,39	1,05
H ₂ O	0,56	0,082	0,94	0,49	0,82
N ₂	49,44	49,45	49,43	49,44	49,45
Q_H^p , МДж/м ³	5,945	5,949	5,952	5,94	5,9
Выход газа, нм ³ /кг угля	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24
Теоретический КПД процесса газификации,%	87,16	87,22	87,26	87,08	87,0

Как видно из расчетной таблицы, влияние температуры в зоне газификации выражено не очень ярко, но оптимум (к которому всегда нужно стремиться), следует ожидать в районе 850...950°С. Знание оптимальной температуры позволяет правильно решить техническую задачу по выбору места подачи пара и кислорода. Для наиболее полного и рационального использования пар следует подводить в конце зоны активного неполного сжигания.

Предложенный метод расчета дает результаты, хорошо согласующиеся с практическими и теоретическими данными. В нем учитывается влияние реакции водяного газа, а также температуры восстановительной зоны на протекание процесса газификации.

Оценка энергетической эффективности замены природного газа генераторным. Поскольку природный газ имеет, как правило, значительно более высокую теплоту сгорания, чем генераторный газ, полученный по любой технологии, то для замены 1 м³ природного газа необходимо несколько м³ генераторного газа. Количество генераторного газа, который может при сгорании выделить такое же количество теплоты как 1 м³ природного газа, называется коэффициентом замены и вычисляется как отношение теплот сгорания природного и генераторного газов:

$$k_{\text{зам}} = \frac{Q_{\text{н(пг)}}^{\text{р}}}{Q_{\text{н(ген)}}^{\text{р}}},$$

где $Q_{\text{н(пг)}}^{\text{р}}$ – теплота сгорания природного газа, кДж/м³;

$Q_{\text{н(ген)}}^{\text{р}}$ – теплота сгорания генераторного газа, вычисляемая в зависимости от его состава, кДж/м³.

Полный выход генераторного газа из газогенератора зависит от массы твердого топлива, которое перерабатывается в единицу времени. Так, если масса топлива, которое перерабатывается в единицу времени составляет G кг/ч, то часовая производительность газогенератора по газу определяется как

$$V_{\text{г.ген}}^{\text{час}} = G \cdot V_{\Sigma}, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Тогда объем природного газа (м³/ч), который (с точки зрения содержания химической энергии) можно заменить на предприятии за счет переработки G кг/ч твердого топлива составляет:

$$V_{\text{пг}}^{\text{час}} = V_{\text{г.ген}}^{\text{час}} / k_{\text{зам}}.$$

13 ЗАЩИТА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА ОТ ВРЕДНЫХ ПРИМЕСЕЙ ПРИ СЖИГАНИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

13.1 Содержание вредных примесей в продуктах сгорания и защита от них

Предприятия угольной промышленности оказывают существенное отрицательное влияние на водные и земельные ресурсы. Основные источники выброса вредных веществ в атмосферу – промышленные, вентиляционные и аспирационные системы шахт и обогатительных фабрик и др.

Загрязнение воздушного бассейна в процессе открытой и подземной добычи угля, транспортировки и обогащения каменного угля вызвано буровзрывными работами, работой двигателей внутреннего сгорания и котельных, пылением угольных складов и породных отвалов и другими источниками.

Тепловые электростанции и теплоэлектроцентрали, вырабатывающие электрическую и тепловую энергию на базе сжигания органических видов топлива, оказывают значительное отрицательное воздействие на окружающую среду. Загрязнение вредными примесями атмосферы, земли и воды ухудшает санитарно-гигиеническое состояние городов, поселков, полей, лесов, водоемов, оказывая вредное действие на организм человека и растительность, ухудшает качество продукции предприятий, увеличивает износ механизмов и разрушает строительные конструкции зданий и сооружений. Кроме основных компонентов, образующихся в результате сжигания органического топлива (углекислого газа и воды), выбросы ТЭС содержат пылевые частицы различного состава, оксиды серы, оксиды азота, фтористые соединения, оксиды металлов, газообразные продукты неполного сгорания топлива. Помимо этого в воздушный бассейн попадает огромное количество

диоксида углерода и водяных паров.

По степени воздействия на человека вредные вещества разделяются на классы. К чрезвычайно опасным относятся пятиоксид ванадия V_2O_5 и бенз(а)пирен $C_{20}H_{12}$. Первое соединение образуется в небольшом количестве при сжигании мазута. Бенз(а) пирен может появляться при сжигании любого топлива при недостатке кислорода, а также выделяться при разложении сажи. Высокоопасными являются NO_2 и SO_3 . Оксиды азота NO_x образуются в зоне высоких температур факела при $1600^\circ C$. Выход NO_2 составляет примерно 10%. SO_3 образуется на конечном этапе горения топлива из SO_2 при избытке кислорода и за счет катализа на отложениях в пароперегревателе. Его выход составляет 2-5 % SO_2 . В зоне низкотемпературных поверхностей нагрева SO_3 преобразуется в пары H_2SO_4 и расходуется в процессе низкотемпературной коррозии. Степень опасности воздействия вредного вещества на живой организм определяется отношением его концентрации к предельно допустимой (ПДК), mg/m^3 , в воздухе на уровне дыхания человека: $k_i = c_i / ПДК$. Значение k_i должно быть меньше 1. При одновременном содержании в воздухе нескольких вредных веществ степень опасности оценивают путем сложения токсичных кратностей по формуле

$$\frac{c_{NO_2}}{ПДК_{(NO_2)}} + \frac{c_{NO}}{ПДК_{(NO)}} + \frac{c_{SO_2}}{ПДК_{(SO_2)}} + \frac{c_{SO_3}}{ПДК_{(SO_3)}} + \frac{c_{CO}}{ПДК_{(CO)}} < 1.$$

Для выброса твердых частиц

$$\frac{c_{зл}}{ПДК_{(зл)}} + \frac{c_c}{ПДК_{(c)}} + \frac{c_{V_2O_5}}{ПДК_{(V_2O_5)}} < 1,$$

где индексы «зл» и «с» – золовые и сажистые элементы.

Предельно допустимые концентрации некоторых веществ приведены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в воздухе, мг/м³

Вещество	Формула	В населенных пунктах	
		максимально разовая	среднесуточная
Двуоксид азота	NO ₂	0,085	0,085
Оксид азота	NO	0,25	0,25
Серный ангидрид	SO ₃	0,3	0,1
Сернистый ангидрид	SO ₂	0,5	0,05
Оксид углерода	CO	3,0	1,0
Бенз(а)пирен	C ₂₀ H ₁₂	-	1·10 ⁻⁶
Пятиоксид ванадия	V ₂ O ₅	-	0,002
Сажа	-	0,15	0,05
Пыль (золотые частицы)	-	0,5	0,15
Сероводород	H ₂ S	0,008	0,008

Одной из актуальных современных задач является обеспечение чистоты воздушного бассейна. Для этого необходима очистка продуктов сгорания топлива, удаляемых из котлов, после их охлаждения в атмосферу от вредных веществ.

В связи с этим для снижения вредного воздействия энергетики на воздушный бассейн может быть использовано как минимум три пути:

- уменьшение количества и улучшение качества органического топлива, сжигаемого для производства электроэнергии и теплоты;

- подавление образования и улавливание вредных компонентов дымовых газов и сокращение благодаря этому выброса электростанциями вредных веществ в атмосферу;

- уменьшение концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы в результате рассеивания вредных выбросов высокими трубами электростанций, более рационального их размещения, усиления контроля за выбросами и экологическое управление режимами энергетических предприятий с использованием экологически чистых топлив.

Снижение объема вредных выбросов в атмосферу в первую очередь может быть обеспечено за счет сокращения количества и улучшения качества сжигаемого топлива. Глобальным направлением в этой области является всемерное *повышение коэффициента полезного действия* (КПД) электростанций и соответствующего снижения удельных расходов топлива.

Для усиления этого процесса необходимо не только все более совершенствовать оборудование, но и интенсифицировать демонтаж и реконструкцию устаревшего оборудования, доля которого в энергосистемах страны с каждым годом увеличивается.

Важным природоохранным мероприятием является и *повышение качества используемого топлива*. С позиций охраны воздушного бассейна преимущества имеют те виды топлива, которые содержат меньше нежелательных примесей, в первую очередь золы, серы и азота. Поэтому во избежание излишнего загрязнения воздушного бассейна преимущество по возможности должно отдаваться малозольным и малосернистым топливам. С экологической точки зрения, важное значение имеют *обогащение и переработка твердого топлива*, повышающие его качество, в том числе снижающие содержание в нем золы и серы. Расчеты показывают, что при снижении зольности 1 млн. т угля на 1 % можно сократить выброс золы примерно на 10 тыс. т.

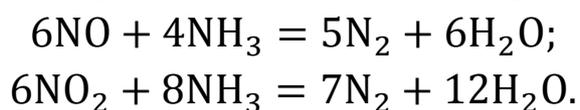
Защита от оксидов азота. Образование оксидов азота при высокотемпературном сжигании топлива обусловлено в основном окислением молекулярного азота воздуха непосредственно в зоне горения. При низкотемпературном сжигании топлива увеличивается доля оксидов азота, образовавшихся в результате окисления связанного азота, входящего в состав топлива. Этот процесс происходит легче и быстрее, чем окисление молекулярного азота воздуха при относительно низких температурах, например, для угля при 250-280°C.

Максимальный выход оксидов азота наблюдается в зоне активного горения. В остальных зонах, где уровень температуры относительно ниже, атмосферный азот практически не окисляется. Это означает, что снижение температуры горения топлива способствует уменьшению содержания оксидов азота в выбросах.

Снижение выбросов оксидов азота с дымовыми газами электростанций обеспечивается режимными и конструктивными мероприятиями, направленными на уменьшение образования газов в топках котлов (двухступенчатое сжигание, рециркуляция дымовых газов в зону горения, сжигание топлива при малых избытках воздуха, разработка новых типов горелок и различное конструктивное решение топочных устройств). На выбор оптимального метода снижения содержания оксидов азота в топочной камере существенно влияют мощность котла и вид топлива.

Азотоочистительные установки следует использовать лишь после исчерпания возможностей подавления реакций образования оксидов азота сравнительно дешевыми технологическими методами, так как очистка дымовых газов от азота сравнительно дорогое мероприятие.

Наиболее распространенный аммиачно-каталитический метод разложения оксидов азота имеет степень очистки до 85 %. В качестве катализаторов используются сплавы из металлов платиновой группы (палладий, платина) или составы, содержащие никель, хром, цинк, ванадий и др.



Большого эффекта можно достичь при сжигании твердых топлив в топках с «кипящим слоем», а также при газификации топлив и использовании парогазовых установок. При сжигании газифицированных топлив количество оксидов азота может быть снижено на 80-90 %.

Защита от оксидов серы. Тепловые электростанции вносят существенный вклад в загрязнение воздушного бассейна выбросами оксидов серы.

Диоксид серы и продукты его взаимодействия с другими загрязнителями осаждаются на почву, попадают в водоемы в виде аэрозолей и растворов, которые выпадают с атмосферными осадками (кислотные дожди). В районах расположения крупных ТЭС наблюдается повышенное содержание сульфатов в почвах, в связи с чем, снижается их продуктивность. Вредное влияние диоксида серы усиливается при наличии в воздухе оксидов азота, поэтому санитарными нормами введено требование учета суммации концентраций оксидов серы и азота.

Основное количество серы в дымовых газах находится в виде диоксида серы (до 99 %) и только 1 % приходится на триоксид серы. Однако концентрация именно SO_3 в дымовых газах определяет коррозию элементов газовоздушного тракта.

Доля SO_3 в газе снижается с ростом температуры и с уменьшением избытка воздуха в топке. Такое ведение процесса горения возможно при поддержании точного соотношения между количествами топлива и воздуха.

Существует большое количество методов очистки дымовых газов от SO_2 , основанных на селективном поглощении серы различными соединениями. Наиболее экономичные мокрые способы очистки имеют один существенный недостаток – ухудшают способность дымовых газов рассеиваться, в результате чего зачастую концентрация SO_2 в приземном слое электростанции, несмотря на очистку, оказывается выше допустимых норм.

К особенностям сероулавливающих установок электростанций относится их крупномасштабность. Площадь, занимаемая сероулавливающими установками, соизмерима с площадью основных сооружений электростанции.

Эксплуатация сероулавливающих установок связана с

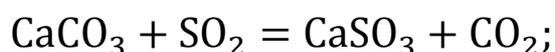
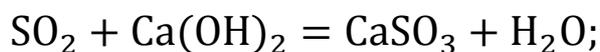
потреблением значительного количества реагентов (известняка, извести, аммиака и др.) и образованием соответствующего количества отходов сероулавливания, которые могут иметь и товарную ценность. Для улавливания 1 т оксидов серы из дымовых газов электростанций требуется 1,8 т известняка.

Химическая продукция, получаемая при очистке дымовых газов от диоксида серы, зависит от выбранного технологического процесса. При очистке аммиачно-циклическим методом в качестве готовых продуктов можно получить 100 %-ный сжиженный диоксид серы и сульфат аммония. При использовании магнезитового метода получается промежуточный продукт – кристаллы сульфата магния, которые после их обработки (сушка, обжиг) поступают в сернокислотное производство.

Очистка отходящих газов от диоксида серы экономически выгодна при содержании 0,5-2,5 об.%. Удаление SO₂ из дымовых газов дело трудное, т.к. необходимо переработать огромное количество газа, нагретого до высокой температуры и при малом содержании диоксида серы 0,1-0,4 об.% методы дороги и малоэффективны.

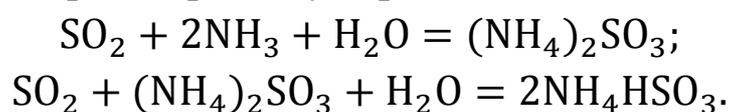
Для очистки газов от сернистых соединений применяют несколько способов: промывку газов водой, известковый, кислотно-каталитический, комбинированный (сочетание кислотно-каталитического и известкового), магнезитовый, аммиачные (мокрый и сухой) методы. Наиболее полно разработаны три метода, основанных на селективном поглощении диоксида серы: аммиачно-циклический, магнезитовый и известковый.

Известковый метод. После очистки от пыли газ поступает в скруббер, орошаемый известковым раствором:



Недостаток метода – образование шлама, содержащего сульфит и сульфат кальция, которые плохо растворяются в воде, непрореагировавшую известь или известняк (CaO , CaCO_3). Этот шлам не используют и сбрасывают в отвал. За рубежом разработана технология, позволяющая получать из шлама влажный гипс, который после соответствующей подготовки отвечает требованиям строительной промышленности. Степень очистки этим методом достигает 98 %.

Аммиачный метод основан на взаимодействии диоксида серы с водными растворами сульфита аммония.



В зависимости от способа разложения бисульфита аммония различают несколько вариантов этого метода:

- аммиачно-циклический метод – заключается в поглощении диоксида серы растворами сульфит и бисульфит аммония при низкой температуре и выделении его при нагревании, степень извлечения диоксида серы – 90 %;

- аммиачно-автоклавный – сульфит и бисульфит аммония нагревают в автоклаве при 140-160°C с получением товарных продуктов – серы и сульфата аммония;

- при обработке бисульфита аммония серной кислотой выделяющийся диоксид серы используют для производства серной кислоты – аммиачно-сернокислотный метод;

- при обработке бисульфита аммония азотной (фосфорной) кислотой – аммиачно-азотнокислотный (фосфорнокислотный). При этом образуется диоксид серы, азотные и фосфорные удобрения.

Аммиачные методы относительно экономичны и эффективны, недостаток их – безвозвратные потери дефицитного продукта – аммиака.

Магнетитовый метод основан на взаимодействии диоксида серы с суспензией оксида магния:



Сульфит магния отфильтровывают, сушат и разлагают термически (900-1000°C), при этом получается чистый SO₂, который используется как сырье для получения серной кислоты.

Преимущества метода – степень очистки до 95-96%, возможность очистки запыленных газов с высокой температурой, отсутствие отходов и сточных вод.

Но способ громоздок, требуются значительные капитальные и эксплуатационные расходы (на регенерацию поглотителя), применяется редко – в основном на установках, которые работают на сернистом топливе.

Аммиачный и магнезитовый методы в отличие от известкового позволяют возвращать реагенты в производство или получать товарные продукты.

Защита от оксида и диоксида углерода. Оксид углерода является высокотоксичным газом. Предельно допустимые концентрации его: в рабочей зоне – 20 мг/м³, в атмосфере (максимально разовая) – 3 мг/м³, среднесуточная 1 мг/м³.

Оксид углерода образуется при неполном сгорании веществ, содержащих углерод. Он входит в состав газов, выделяющихся в процессах выплавки и переработки черных и цветных металлов, выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания, газов, образующихся при взрывных работах, и т. д.

Химические методы очистки не нашли промышленного применения. Используется в основном дожигание СО до СО₂ при высоком содержании СО, при низком – используют каталитическое окисление. Каталитические методы получают все большее распространение благодаря глубокой очистке газов от токсичных примесей (до 99,9%) при сравнительно невысоких температурах и обычном давлении, а также при весьма малых начальных концентрациях примесей. Каталитические методы позволяют утилизировать реакционную теплоту, т.е. создавать энерготехнологические системы. Установки каталитической

очистки просты в эксплуатации и малогабаритны. Недостаток многих процессов этой очистки – образование новых веществ, которые подлежат удалению из газа другими методами (абсорбция, адсорбция), что усложняет установку и снижает общий экономический эффект.

Диоксид углерода – основные по массе отходы производства, которые поступают в атмосферу, включаются в природные циклы и поглощаются растительностью в процессе синтеза органических соединений и регенерации кислорода. В этом качестве эти отходы нельзя признать вредными.

Однако масштабы использования органического топлива и соответственно выброса диоксида углерода по некоторым оценкам превышают регенерационные возможности растительного мира. В результате в атмосфере наблюдается возрастание удельного веса диоксида углерода (углекислого газа) CO_2 . Влияние CO_2 выражается не только в токсическом действии на живые организмы, но и в способности поглощать инфракрасные лучи.

При нагревании земной поверхности солнечными лучами часть тепла в виде инфракрасного излучения отдается обратно в мировое пространство. Это возвращаемое тепло частично перехватывается газами, поглощающими инфракрасное излучение, которые в результате нагреваются.

Проблема обогащения атмосферы диоксидом углерода не должна рассматриваться изолированно, так как в кругообороте CO_2 участвуют и синергические, и антагонистические факторы. К синергическим факторам относится влияние таких газов, как диоксид серы SO_2 , оксид азота N_2O , фторхлоруглеводороды (фреоны), метан CH_4 и озон O_3 .

Методы очистки газов от диоксида углерода можно разделить на следующие группы:

- физическая абсорбция, основанная на хорошей растворимости диоксида углерода в полярных растворителях

(вода, метанол);

- хемосорбция, основанная на химическом связывании диоксида углерода при взаимодействии его с соединениями щелочного характера (щелочь, этаноламины, растворы карбонатов);

- адсорбция, основанная на адсорбции диоксида углерода различными адсорбентами (например, цеолитами);

- каталитическое гидрирование.

Физическая абсорбция. Абсорбция водой – распространенный метод улавливания диоксида углерода из газов. Основные преимущества метода – доступность и дешевизна абсорбента, недостатки – невысокая поглотительная способность водой диоксида углерода (8 кг CO₂ на 100 кг абсорбента) и небольшая селективность. Наряду с диоксидом углерода в воде растворяются водород, оксид углерода, азот и др. Поэтому выделяющийся диоксид углерода недостаточно чистый.

Схема установки очистки газа от диоксида углерода этим методом весьма проста. Газ промывают холодной водой в башнях с насадкой (скрубберах) под давлением 1,5-2,5 МПа, так как растворимость диоксида углерода в воде возрастает с повышением давления. При этом из газа удаляется частично и сероводород, растворимость которого также увеличивается. Затем давление снижают, и из воды выделяется (десорбируется) газ, содержащий до 85% диоксида углерода (остальное – водород, азот, сероводород), который используют для получения сухого льда, карбамида, соды и других продуктов.

Абсорбция метанолом («ректизол» – процесс) – более выгодный метод, его можно использовать при температуре до – 60°C, когда резко повышается поглотительная способность метанола. Так, при – 60°C и давлении около 0,4 МПа в 1 г метанола может раствориться до 600 см³ диоксида углерода. Избирательность метанола по отношению к диоксиду углерода значительно выше, чем воды. Диоксид углерода из раствора

выделяют понижением давления и повышением температуры. Кроме метанола можно использовать и другие органические растворители: N-метилпирролидон, сульфолан, пропиленкарбонат. Однако широкого распространения они пока не получили.

Хемосорбционные методы. Очистка газов водными растворами этаноламинов. При подготовке различных технологических газов к переработке (в частности, пирогаза к разделению) используют хемосорбцию диоксида углерода этаноламинами.

Максимальной абсорбционной способностью по отношению к диоксиду углерода обладает моноэтаноламин.

Равновесная растворимость диоксида углерода зависит от давления газа, температуры абсорбции и концентрации раствора. Обычно используют 15-20%-ные растворы моноэтаноламина. Абсорбция протекает при 40-45°C и давлении 1,5-3,0 МПа (в зависимости от схемы производства). Образовавшиеся в результате хемосорбции карбонаты и бикарбонаты разлагаются в десорбере с выделением диоксида углерода при нагревании потока до 120°C.

Получаемый при этом высококонцентрированный диоксид углерода (99%-ный) используют для производства соды, карбамида, сухого льда. Остаточное его содержание в очищенном газе – 0,01-0,1% (масс.).

Этот процесс с экономической и экологической точек зрения – один из лучших. Основной недостаток – значительный расход тепла на регенерацию сорбента, возрастающий с увеличением концентрации диоксида углерода в очищенном газе, а также потери относительно летучего абсорбента, хотя моноэтаноламин недефицитный и недорогой.

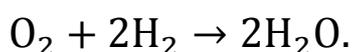
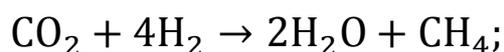
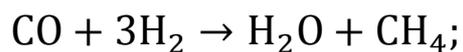
Очистка растворами карбонатов. Основана на взаимодействии диоксида углерода с водными растворами карбонатов натрия и калия с активирующими добавками оксидов

поливалентных металлов. Для повышения растворимости карбонатов в воде и скорости хемосорбционного процесса используют горячие растворы карбонатов (110-120°C). Обычно применяют 25%-ный водный раствор поташа, активированный мышьяком. Скорость абсорбции практически полностью лимитируется скоростью реакции в жидкой фазе: $\text{CO}_2 + \text{OH} = \text{HCO}_3$

Давление на стадии абсорбции 1-2 МПа. Раствор регенерируют снижением давления при близких с процессом хемосорбции значениях температуры. Степень очистки газа от диоксида углерода несколько ниже, чем при очистке раствором моноэтаноламина. Остаточное содержание диоксида углерода – 0,05-0,1% (масс.), но поташ дешевле, чем моноэтаноламин.

Адсорбционные методы. Эффективные адсорбенты диоксида углерода – цеолиты. Молекулы диоксида углерода довольно малы. Их диаметр составляет около 0,31 нм, что позволяет им проникать во внутреннюю структуру большинства цеолитов. Наиболее часто для адсорбции используют цеолит СаА. Вместе с диоксидом углерода цеолиты поглощают и пары воды. Поэтому одновременно с очисткой газов от диоксида углерода происходит их осушка. Десорбцию поглощенных компонентов осуществляют понижением давления и повышением температуры.

Каталитическое гидрирование. Этот метод применяют для удаления небольших количеств (порядка долей процента) диоксида и оксида углерода, кислорода (т. е. каталитических ядов), например, 0,2-0,4% оксида углерода. Метод основан на следующих реакциях:



Они протекают при давлении 32 МПа, температуре 300-350 °С (катализатор Fe) и 200 °С (катализатор Ni-Cr или Ni-Al).

13.2 Рассеивание вредных веществ в атмосфере

Концентрация вредных веществ в приземном слое атмосферы зависит не только от объема вредных выбросов, но и от климатических и метеорологических условий местности, а также от конструкции дымовой трубы.

При данных природных условиях и заданных размерах выбросов вредных веществ в атмосферу уровень их концентрации зависит от конструкции дымовой трубы, в первую очередь от ее высоты (концентрация обратно пропорциональна квадрату высоты трубы).

В связи с этим рост требований к охране воздушного бассейна при прочих равных условиях ведет к необходимости увеличения высоты дымовых труб, наиболее высокие из которых в настоящее время превысили 300 м.

Создание высоких труб обходится достаточно дорого, причем их стоимость по мере увеличения высоты возрастает почти по квадратичной зависимости. Тем не менее, стоимость дымовых труб значительно ниже, чем сооружений по очистке дымовых газов, что с экономической точки зрения говорит в пользу труб. Однако в настоящее время сооружение высоких дымовых труб не признается в качестве генерального направления охраны воздушного бассейна, так как вредные выбросы из высоких дымовых труб рассеиваются на весьма значительные расстояния. Отрицательное воздействие электростанций на обширные территории страны может иметь различные неблагоприятные последствия, в том числе такие, как кислотные дожди, ухудшение состояния атмосферы в удаленных районах в результате наложения выбросов на повышенные антропогенные и природные концентрации вредных веществ и т.п.

В связи с этим в настоящее время приоритет отдается методам, позволяющим максимально снизить выбросы вредных

веществ в атмосферу, после чего для обеспечения должного ПДК допускается выбирать соответствующую высоту труб.

Следует избегать строительства предприятий с большими выбросами в местах застоя воздуха и часто повторяющихся туманов, более тщательно подходить к выбору площадок для предприятий с учетом розы ветров.

Таким образом, тепловые электростанции, сжигающие органические виды топлива, оказывают существенное влияние на чистоту атмосферного воздуха. В то же время следует помнить, что эти масштабы зависят от мощности ТЭС, вида и характеристик сжигаемого топлива, уровня природоохранных мероприятий, степени технологического совершенства электростанции и многих других факторов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кравцов В.В., Бирюков А.Б., Дробышевская И.П. Теплотехника термической переработки твердых топлив. – Донецк: «Ноулидж», 2001. – 170 с.
2. Вискин Ж.В., Шелудченко В.И., Иванов А.И., Кравцов В.В., Бочаров А.А., Кондрацкий В.Л. Сжигание угля в кипящем слое и утилизация его отходов. – Донецк, Типография «Новый мир», 1997. – 284.
3. Хзмалян Д.М. Теория топочных процессов: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
4. Хзмалян Д.М., Каган Я.А. Теория горения и топочные устройства. Под ред. Д.М. Хзмаляна. Учеб. пособие для студентов высш. учеб. заведений. – М.: «Энергия», 1976. – 488с.
5. Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 528 с.
6. Частухин В.И., Частухин В.В. Топливо и теория горения: Учеб. пособие. – К.: Выща шк. Головное изд-во, 1989. – 223 с.
7. Филимонов Ю.П., Громова Н.С. Топливо и печи. Учебник для техникумов. – М.: Металлургия, 1987. – 320 с.
8. Сигал И.Я. Защита воздушного бассейна при сжигании топлива. – Л.: Недра, 1986. – 185 с.
9. Лавров Н.В., Розенфельд Э.И., Хаустович Г.П. Процессы горения топлива и защита окружающей среды. – М.: Металлургия, 1981. – 240 с.
10. Основы практической теории горения: Учебное пособие для вузов/ В.В. Померанцев, К.М. Арефьев, Д.Б. Ахмедов и др.; под. ред. В.В. Померанцева. 2-е изд./ перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. – 312 с.

11. Пашков Л.Т. Основы теории горения: Учебное пособие. – М.: МЭИ (ТУ), 2002. – 125 с.
12. Белоусов В.Н., Смородин С.Н., Смирнова О.С. Топливо и теория горения. Ч.1. Топливо: учебное пособие/ СПбГТУРП. – СПб, 2011. – 84 с.
13. Бондалетова Л.И., Бондалетов В.Г. Процессы переработки сырья и рациональное использование природных ресурсов: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 160 с.
14. Иванов Е.Б., Мучник Д.А. Технология производства кокса. Выща школа, 1976. – 232 с.
15. Сысков К. И., Королёв Ю. Г. Коксохимическое производство. М., «Высшая школа», 1969. – 150 с.
16. Лейбович Р.Е. и др. Технология коксохимических производств. – М.: «Металлургия», 1974. – 420 с.
17. Полтавец В.В. Доменное производство. – М., «Металлургия», 1972. – 448 с.
18. Харлампович Г.Д. Технология коксохимического производства. – М.: Metallurgy, 1995. – 384 с.
19. Лейбович Р.Е., Яковлева Е.И., Филатов А.Б. Технология коксохимического производства. Учебник. – М.: Metallurgy, 1982. – 360 с.
20. Шиллинг Г.-Д., Бонн Б., Краус У. Газификация угля. – М.: Недра, 1968. – 175 с.
21. Гинзбург Д.Б. Газификация твердого топлива. – М.: Госстройиздат, 1958. – 87 с.
22. Даутов Г.Ю., Тимошевский А.Н., Урюков Б. А., Карпенко Е.И., Мессерле В.Е., Перегудов В.С., Устименко А.Б. Генерация низкотемпературной плазмы и плазменные технологии // Низкотемпературная плазма. Т.20. Новосибирск: Наука, 2004. – 464 с.
23. Г.С. Ходаков, Водоугольные суспензии в энергетике // Теплоэнергетика. - 2007. - №1. с. 35-45.
24. Пути переработки углей Украины: Сб. науч. тр. / АН УССР. Ин-т физ.- орган. химии и углехимии. Редкол.: Баранов С. Н. (отв. ред.) и др.- Киев: Наук. думка, 1988. – 148 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Средние энтальпии газов

Таблица А – Средние энтальпии газов i_{cp} , кДж/ м³

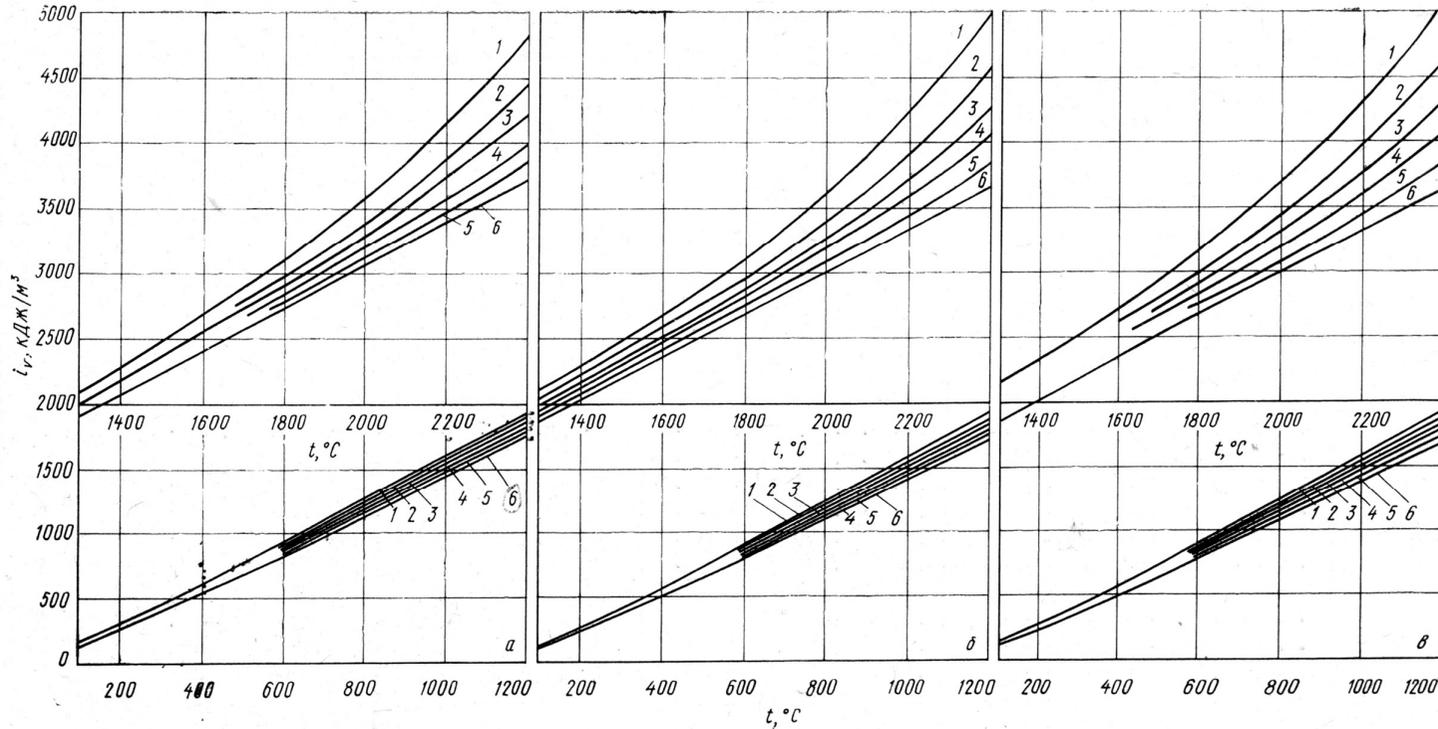
t, °C	O ₂	N ₂	CO	H ₂	CO ₂	H ₂ O	SO ₂	CH ₄	Воздух сухой	C ₂ H ₄	H ₂ S	C ₂ H ₆
0												
100	131,9	129,8	130,2	129,0	170,0	150,7	181,3	164,1	130,2	206,4	153,2	248,7
200	267,1	259,6	261,3	259,6	357,6	304,8	377,6	351,7	261,3	456,4	312,3	552,7
300	404,07	391,9	394,4	389,4	558,9	462,2	586,6	566,5	394,4	748,6	478,6	913,1
400	551,0	525,9	530,9	520,8	772,0	626,3	807,2	805,5	530,9	1075,2	655,1	1023,0
500	699,2	663,4	672,0	653,1	994,4	795,5	1034,1	1069,7	672,0	1431,9	833,2	1777,3
600	849,1	803,9	813,9	786,3	1225,9	969,7	1268,6	1356,5	813,9	1816,2	1024,9	2265,9
700	1005,3	946,6	961,3	923,0	1462,4	1148,9	1506,4	1664,7	958,4	2218,6	1222,1	2790,1
800	1158,9	1091,9	1108,7	1055,1	1678,1	1333,1	1745,1	1996,3	1105,3	2646,1	1426,9	3339,4
900	1318,8	1239,7	1258,6	1190,7	1951,9	1526,1	1993,3	2340,0	1258,6	3089,9	1605,2	3926,4
1000	1477,9	1390,0	1410,9	1331,4	2202,3	1725,0	2235,8	2700,5	1410,9	3546,2	1850,6	4530,1
1100	1639,6	1542,8	1565,9	1469,1	2459,3	1929,3	2487,0	3067,2	1565,9	4020,6	2072,5	5154,0
1200	1803,7	1698,2	1723,3	1612,8	2718,1	2130,2	2733,1	3436,5	1718,3	4500,8	2291,0	5790,3
1300	1964,9	1850,7	1883,2	1758,0	2977,1	2345,9	2988,1	3755,6	1877,8	-	-	-
1400	2127,7	2010,5	2039,8	1905,0	3241,4	2561,5	3247,3	4144,1	2033,9	-	-	-
1500	2292,3	2166,7	2198,1	2053,6	3504,4	2782,1	3510,6	4546,9	2204,4	-	-	-
1600	2458,5	2324,5	2358,0	2197,2	3770,6	3001,1	3778,2	-	2364,7	-	-	-
1700	2626,4	2484,0	2519,6	2348,8	4035,7	3231,4	4049,9	-	2526,7	-	-	-

Продолжение таблицы А

t, °C	O ₂	N ₂	CO	H ₂	CO ₂	H ₂ O	SO ₂	CH ₄	Повітря сухе	C ₂ H ₄	H ₂ S	C ₂ H ₆
1800	2796,0	2645,2	2682,9	2602,0	4304,0	3459,1	-	-	2690,4	-	-	-
1900	2967,2	2804,3	2847,9	2656,9	4572,0	3691,1	-	-	2847,9	-	-	-
2000	3140,1	2964,3	3006,1	2813,5	4848,3	3927,2	-	-	3014,5	-	-	-
2100	3305,9	3130,1	3174,0	2971,8	5116,3	4167,5	-	-	3182,8	-	-	-
2200	3481,7	3288,3	3334,4	3131,7	5388,4	4404,5	-	-	3343,6	-	-	-
2300	3659,3	3457,0	3495,6	3293,3	5660,6	4643,2	-	-	3505,2	-	-	-
2400	3828,4	3617,4	3667,6	3446,6	5920,1	4881,8	-	-	3677,7	-	-	-
2500	4008,9	3778,6	3830,9	3611,1	6209,0	5128,8	-	-	3841,4	-	-	-
2600	4180,1	3951,5	3995,0	3777,3	6552,3	5375,9	-	-	4016,8	-	-	-
2700	4362,6	4126,1	4171,3	3945,2	6837,0	5631,2	-	-	4195,2	-	-	-
2800	4546,7	4304,0	4350,1	4103,1	7125,9	5886,6	-	-	4362,6	-	-	-
2900	4722,7	4479,9	4530,1	4274,7	7419,0	6133,7	-	-	4542,7	-	-	-
3000	4911,1	4647,3	4710,2	4446,4	7712,1	6380,7	-	-	4710,2	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

i-t - диаграмма продуктов горения



а – для газов: природного, коксового и смеси коксового и доменного при $Q_H^p > 12$ МДж/м³

б – для газов: паровоздушного генераторного, смеси доменного и коксового при $Q_H^p = 8 \div 12$ МДж/м³, мазута, каменного угля, антрацита, кокса;

в – для газов: водяного генераторного, смеси доменного и коксового при $Q_H^p < 8$ МДж/м³, бурого угля, горючих сланцев, торфа и дров.

1 – $v=0\%$ (продукты сгорания без воздуха); **2** – $v=20\%$; **3** – $v=40\%$; **4** – $v=60\%$; **5** – $v=80\%$; **6** – чистый воздух

Рисунок Б – i-t – диаграмма продуктов горения

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В – Нормы качества кокса из углей Донецкого бассейна*

Показатели	Марка кокса					
	КД-I		КД-II		КД-III	
	Класс крупности, мм					
	<40	<25	<40	<25	<40	<25
Содержание влаги W^p , %:						
среднее.....	-	-	3,0		-	-
предельное.....	-	-	5,0		-	-
Зольность A^c , %:						
I группа:						
средняя.....	-	-	9,3		-	-
предельная.....	-	-	10,0		-	-
II группа:						
средняя.....	-	-	9,6		-	-
предельная.....	-	-	10,6		-	-
Содержание серы $S^{c_{об}}$, %:						
среднее.....	1,70		1,80		1,90	
предельное.....	1,79		1,89		1,99	
Содержание фосфора P^c , %	$\leq 0,015$		-		-	
Выход летучих V^r , %	1,2		1,2		1,2	
Механическая прочность M 40, %:						
I группа:						
средняя.....	-	-	82		-	-
предельная.....	-	-	80		-	-
II группа:						
средняя.....	-	-	77		-	-
предельная.....	-	-	75		-	-
III группа:						
средняя.....	-	-	72		-	-
предельная.....	-	-	70		-	-
Механическая прочность M 10, %:						
I группа.....	-	-	8,0		-	-
II группа.....	-	-	9,0		-	-
III группа.....	-	-	10,0		-	-
Предельное содержание в коксе мелочи (куски размером <25мм), %.....	3,0	4,0	3,0	4,0	3,0	4,0
Содержание кокса класса 25-40 мм в коксе, % предельное	9,0	16,0	9,0	16,0	9,0	16,0

* Нормы содержания фосфора, выхода летучих веществ, механической прочности M10 и содержания кокса класса 25-40 мм в коксе с размером кусков более 25мм не являются браковочными и служат для характеристики качества кокса.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д – Средняя теплоемкость кокса, кДж/(кг·К)

Температурные интервалы коксования, °С	Зольность A ^c кокса, %				
	7	9	11	13	15
0-800	1,4110	1,4026	1,3984	1,3900	1,3816
0-850	1,4361	1,4277	1,4193	1,4110	1,4068
0-900	1,4570	1,4486	1,4403	1,4319	1,4235
0-950	1,4779	1,4696	1,4612	1,4528	1,4444
0-1000	1,4447	1,4863	1,4738	1,4654	1,4570
0-1050	1,5114	1,4989	1,4905	1,4821	1,4738
0-1100	1,5282	1,5198	1,5114	1,5031	1,4947

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица Ж – Логарифмы констант равновесия реакций

Т, К	C+CO ₂ =2CO	CO+H ₂ O=CO ₂ +H ₂	CH ₄ =C+2H ₂	CH ₄ +CO ₂ =2CO+2H ₂	CH ₄ +H ₂ O=CO+3H ₂
	$K_p = \frac{P_{CO}^2}{P_{CO_2}}$	$K_p = \frac{P_{CO_2} \cdot P_{H_2}}{P_{CO} \cdot P_{H_2O}}$	$K_p = \frac{P_{H_2}^2}{P_{CH_4}}$	$K_p = \frac{P_{CO}^2 \cdot P_{H_2}^2}{P_{CH_4} \cdot P_{CO_2}}$	$K_p = \frac{P_{CO} \cdot P_{H_2}^3}{P_{CH_4} \cdot P_{H_2O}}$
	lg K _p				
500	-8,792	2,37	-3,428	-12,219	-10,082
600	-5,769	1,451	-2,000	-7,769	-6,318
700	-3,614	0,974	-0,952	-7,566	-3,592
800	-2,004	0,625	-0,167	-2,151	-1,525
900	-0,756	0,361	0,481	-0,265	0,096
1000	0,237	0,156	1,009	1,246	1,401
1100	1,045	-0,007	1,438	2,482	2,475
1200	1,713	-0,138	1,798	3,511	3,373
1300	2,277	-0,247	2,104	4,381	4,134
1400	2,756	-0,338	2,367	5,124	4,785
1500	3,168	-0,415	2,597	5,765	5,350
1600	3,526	-0,480	2,798	6,324	5,844
1700	3,840	-0,536	2,976	6,815	6,279
1800	4,116	-0,584	3,134	7,250	6,666
1900	4,362	-0,626	3,276	7,638	7,012
2000	4,582	-0,663	3,403	7,985	7,322

Наукове видання

**Бірюков Олексій Борисович
Дробишевська Ірина Павлівна
Рубан Юлія Євгенівна**

СПАЛЮВАННЯ ТА ТЕРМІЧНА ПЕРЕРОБКА ОРГАНІЧНИХ ПАЛИВ. ТВЕРДЕ ПАЛИВО

Навчальний посібник

(російською мовою)

Коректор: Бірюков Д.Б.

Підп. до друку . Формат 60x84/16.
Папір офсетний. Друк різнографія.
Ум. друк. арк. Обл.-вид. арк.
Наклад 300 прим. Замовлення №

Видавництво ДВНЗ «ДонНТУ»

Україна, 83001, м. Донецьк, вул. Артема, 58. Тел.: (062) 301-08-67

Свідоцтво про державну реєстрацію суб'єкта видавничої справи:

серія ДК №2982 від 21.09.2007

Надруковано в типографії

ТОВ «Цифрова типографія»

83121, м. Донецьк, вул. Челюскінцев, 291а

Тел.: (062) 388-08-31, 388-07-30

Свідоцтво про державну реєстрацію: