

**И.Е.ГЕРАСИМЕНКО
А.И.ГЕРАСИМЕНКО
В.И.ГЕРАСИМЕНКО**

**СПРАВОЧНИК
ИНЖЕНЕРА
ПО ПУСКУ,
НАЛАДКЕ
И ЭКСПЛУАТАЦИИ
КОТЕЛЬНЫХ
УСТАНОВОК**

**Киев
«Техніка»
1986**

31.38я2
Г37
УДК 621.182

ПРЕДИСЛОВИЕ

Герасименко И. Е. и др.

Г37 Справочник инженера по пуску, наладке и эксплуатации котельных установок / И. Е. Герасименко, А. И. Герасименко, В. И. Герасименко. — К: Техніка, 1986.—335 с. ил.— Библиогр.: с. 331—332.
(В пер.): 1 р. 40 к. 23000 экз.

В книге содержатся основные данные по котельному оборудованию, системам пылеприготовления, мазутному и газовому хозяйствам, необходимые при пуске и эксплуатации котлов промышленных предприятий. Приведены рекомендации по наладке и повышению КПД котлов.

Книга рассчитана на инженерно-технических работников и рабочих, занятых наладкой, монтажом и эксплуатацией котельных установок, а также может быть использована студентами высших и средних учебных заведений.

Г 2303020100-169 35.86
М202 (04)-86

31.38я2

Рецензенты А. И. Гулько, канд. техн. наук, В. А. Мамчур, С. М. Бардер
Редакция литературы по энергетике, электронике, кибернетике и связи
Зав. редакцией З. В. Божко

В нашей стране строят и реконструируют тысячи котельных на твердом, жидком и газообразном топливе. Эффективная и надежная работа таких котельных во многом зависит от качественной наладки котлов и вспомогательного оборудования. При выполнении пусконаладочных работ производится наладка и регулировка оборудования, инструктаж обслуживающего персонала, определение потерь теплоты и разработка рекомендаций по их уменьшению или устранению.

Цель настоящего справочника — систематизировать сведения и рекомендации по организации и методике наладки котельного оборудования. В книге приведены характеристики, пуск и наладка оборудования для котельных и ТЭЦ, оборудованных котлами производительностью до 100 т/ч. Методику пуска и испытаний можно рекомендовать и для котлов большей производительности.

В промышленную эксплуатацию ТЭЦ или котельные установки вводятся после комплексного опробования и подписания акта Государственной приемочной комиссией. Акт приемки является окончательным документом о вводе объекта в эксплуатацию и служит основанием для сообщения в ЦСУ СССР о поступлении в эксплуатацию. Акт подписывается всеми членами комиссии. Приемочная комиссия назначается Советом Министров СССР, союзным или республиканским министерством энергетики или же соответствующими министерствами, в ведении которых находится промышленный объект.

Пусковой комплекс и пусковые схемы составляет генеральный проектировщик не позднее чем за год до ввода в эксплуатацию объекта и согласовывает их с заказчиком и генподрядчиком. Общие руководство подготовкой к проведению комплексного опробования и приемки энергоустановки в эксплуатацию осуществляет пусковая комиссия, назначаемая соответствующим министерством. Решения пусковой комиссии обязательны для всех подрядных организаций, работающих на объекте. Возникающие разногласия решаются председателем комиссии.

Общее техническое руководство на объекте при подготовке и пуске осуществляет руководитель пуска (обычно главный инженер ТЭЦ или объекта).

Пусковые работы проводятся согласно технологической программе, определяющей объем и последовательность выполнения всех предпусковых и пусковых операций. Программа утверждается пусковой комиссией не позднее чем за пять месяцев до комплексного опробования котельной установки. Отдельные поузловые пусковые операции производятся по рабочим программам, разработанным на основе общей технологической программы. Программы разрабатываются заказчиком (ТЭЦ, котельных) с привлечением наладочных организаций и согласовываются с генеральным проектировщиком, монтажной организацией и генеральным подрядчиком. Дополнительные работы сверх проектных, рекомендуемых заказчиком или наладочными организациями, с целью повышения эффективности работы оборудования должны рассматриваться пусковой комиссией, которая устанавливает необходимость их выполнения и назначает сроки. До комплексного опробования должны быть выполнены все работы, обеспечивающие безопасность эксплуатационного пер-

сонала. Дополнительные работы согласовываются с генеральным проектировщиком и производятся монтажными или строительными организациями по дополнительным сметам за счет заказчика при условии предоставления ему технической документации.

В пусковых работах участвуют многие организации, которые для пуска должны обеспечить:

а) генеральный проектировщик: доработать и выдать всю документацию, которая появилась в ходе предпусковых работ,

б) строительная организация: обеспечить производством работ по устранению дефектов, появляющихся в процессе опробования оборудования,

в) монтажная организация монтажным персоналом на период пусковых работ по графику, утвержденному пусковой комиссией во главе с ответственным дежурным в каждой смене, который передается в подчинение техническому руководителю пуска;

г) заказчик (ТЭЦ, котельная) топливом, обессоленной водой или конденсатом, электроэнергией, сжатым воздухом, смазочными маслами, квалифицированным эксплуатационным персоналом, дополнительными контрольно-измерительными приборами, необходимыми для производства работ в период пусконаладочных работ;

д) наладочная организация: наладочным персоналом, дополнительными средствами и приборами, требующимися для проведения работ.

До начала комплексного опробования должны быть выполнены: пузловая приемка оборудования из монтажа; холостое опробование работы механизмов; пущена и налажена химводоочистка; опресован газовоздушный тракт котла и пылесистемы; химическая очистка и водная промывка котла; продуты паром все основные и вспомогательные трубопроводы, налажено и опробовано дистанционное управление запорной и регуливающей арматурой; налажены и опробованы тепловые защиты котла, блокировка и сигнализация, включены контрольно-измерительные приборы и автоматические регуляторы.

Пузловая приемка и проверка смонтированного оборудования производится после окончания монтажа и устранения дефектов, обнаруженных при осмотрах узлов в процессе проведения монтажных работ. Основными задачами при пузловой приемке являются проверка качества выполненных работ; проверка состояния выполненных работ в соответствии с рабочими чертежами; определение готовности оборудования к комплексному опробованию; проверка работы механизмов на холостом ходу и под нагрузкой.

График пузловой приемки и опробования работы оборудования составляется генеральным подрядчиком совместно с монтажной и наладочной организациями, согласовывается с заказчиком и утверждается пусковой комиссией. Ответственными за своевременную готовность к проведению пузловой приемки и опробованию является монтажная организация и генподрядчик.

Авторы выражают глубокую благодарность рецензентам А. И. Гулько, В. А. Мамчур и С. М. Бардер, а также сотрудникам ПТП «Сахпромэнергоналадка» за помощь, оказанную при подготовке рукописи.

Отзывы о книге просим направлять по адресу: 252601, Киев, 1, Крепачик, 5, издательство «Техніка».

Глава 1

ПАРОВЫЕ И ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЛЫ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

Котлом называется устройство, в котором для получения пара или нагрева воды с давлением выше атмосферного, используется тепло, выделяющаяся при сгорании органического топлива, протекании технологического процесса, преобразовании электрической энергии в тепловую, а также теплота отходящих газов.

В котел могут входить (полностью или частично) топка, пароперегреватель, экономайзер, воздухоподогреватель, каркас, обмуровка, тепловая изоляция, обшивка.

Котельная установка — это совокупность котла и вспомогательного оборудования. В котельную установку могут входить кроме котла тягодутьевые машины, устройства очистки поверхности нагрева, топливоподачи и топливоприготовления в пределах установки, оборудование шлако- и золоудаления, золоулавливающие и газоочистительные устройства, не входящие в котел газозахопыводы, трубопроводы воды, пара и топлива, арматура, гарнитура, приборы автоматизации, приборы и устройства контроля и защиты, а также относящиеся к котлу водоподогревательное оборудование и дымовая труба. В котельных и ТЭЦ широко применяются котлы типа ДКВР.

В целях снижения расхода металла и уменьшения затрат на перевозку типоразмеры выпускаемых котлов унифицируют.

Бийским котельным заводом налажен серийный выпуск унифицированных котлов типа Е (КЕ), работающих на твердом топливе.

ЦКТИ разработал серию котлов типа ДЕ. Эти котлы паропроизводительностью 4, 6, 5, 10, 16 и 25 т/ч испытаны и в настоящее время внедряются в промышленность. Оба типа котлов разработаны для замены котлов ДКВР. Однако в связи с большим промышленным и гражданским строительством в целом по стране спрос на котлы ДКВР не уменьшается.

В связи с переходом многих объектов на жидкое и газообразное топливо требуются и котлы большей паропроизводительности 25—75 т/ч, которые выпускает Белгородский котлостроительный завод. Разработана серия унифицированных водогрейных котлов типа КВ-ГМ; КВ-ТС и КВ-ТСВ, выпуск которых налажен Дорогобужским котельным заводом.

1.1. ПАРОВЫЕ КОТЛЫ ТИПА ДКВР

Паровые двухбарабанные, вертикально-водотрубные котлы типа ДКВР производительностью 2,5; 4; 6,5; 10 и 20 т/ч и рабочим давлением 1,3; 2,3 и 3,9 МПа (13; 23 и 39 кгс/см²) предназначены для выработки насыщенного, слабоперегретого и перегретого пара, используемого в качестве источника теплоснабжения.

Топки котлов производительностью 2,4; 4 и 6,5 т/ч имеют только боковые экраны, а у котлов производительностью 10 т/ч и 20 т/ч имеются еще передний и задний экраны.

Боковые экраны верхними концами завальцованы в верхние барабаны, а в котлах, имеющих укороченный верхний барабан (котлы давлением 3,9 МПа 39 кгс/см²), — приварены к верхним камерам.

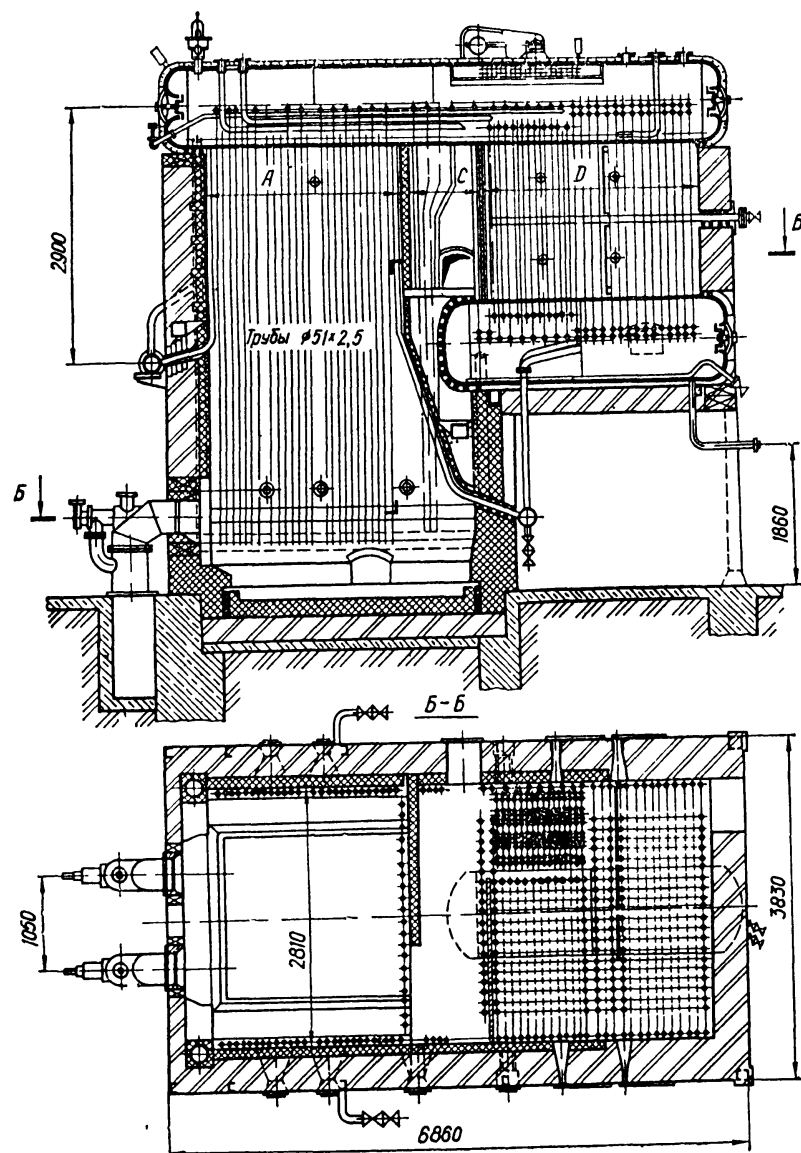


Рис. 1.1. Паровой котел ДКВР-10

Все котлы ДКВР имеют общую конструктивную схему: верхний и нижний параллельно расположенные барабаны, между которыми установлен конвективный пучок, чугунной перегородкой разделенный на два газохода.

Все трубы как экранов, так и котельного пучка $\varnothing 51 \times 2,5$ мм. Топочная камера в задней части имеет стенку из шамотного кирпича, разделяющую топку на собственно топку и камеру догорания.

Дымовые газы омывают трубы котельного пучка поперечным током, совершая поворот в горизонтальной плоскости.

Пароперегреватели унифицированы, отличаются лишь числом змеевиков, выполнены из труб $\varnothing 32 \times 3$ мм и расположены в первом газоходе конвективного пучка.

В верхнем барабане размещено сепарационное устройство. В котлах с давлением 3,9 МПа (39 кгс/см²) применяется двухступенчатое испарение с установкой во второй ступени выносных циклонов. Из циклонов пар поступает в верхний барабан, где подвергается дополнительной сепарации.

Котлы типа ДКВР производительностью 2,5; 4; 6,5 т/ч и давлением 1,3 и 2,3 МПа (13 и 23 кгс/см²) не имеют несущего каркаса. Масса верхнего барабана передается на опорную раму через трубы, камеры и нижний барабан. Для крепления обмуровки, площадок и лестниц служит обвязочный каркас. У котлов ДКВР-10 в высокой компоновке имеется силовой каркас (рис. 1.1).

Котлы производительностью 2,5—6,5 т/ч выполняются в низкой компоновке и поставляются или в виде одного транспортабельного блока с облегченной обмуровкой и обшивкой, или «россыпью».

Для котлов паропроизводительностью от 2 до 6 т/ч при сжигании различных каменных и бурых углей, а также антрацитов марок АС и АМ применяются топki ПМЗ-РПК. Для котлов производительностью 10 т/ч при сжигании различных каменных и бурых углей рекомендуются топki ПМЗ-ЛЦР. В случаях сжигания сортированного угля могут применяться топki прямого хода ЧЦР.

1.1. Пределы повышения производительности котлов ДКВР давлением 1,3 МПа (13 кгс/см²) при переводе на газ или мазут

Температура пита- тельной воды, °С	Наличие хвостовых поверхностей на грева	Производитель- ность котлов, % номинальной		Температура пита- тельной воды, °С	Наличие хвостовых поверхностей на- грева	Производитель- ность котлов, % номинальной	
		Каменные и бурые угли	Жидкое и газообразное топливо			Каменные и бурые угли	Жидкое и газообразное топливо
С пароперегревателем				Без пароперегревателя			
50	Нет	90	115	50	Нет	100	130
	Есть		130		Есть		135
100	Нет	100		100	Нет	105	
	Есть		140		Есть	115	150

1.2. Технические характ

Показатель	ДКВР-2,5-13	ДКВР-4-13	ДКВР-4-13-250	ДКВР-6,5-13	ДКВР-6,5-13-250	ДКВР-10-13
Производительность, т/ч	2,5	4		6,5		10
Давление, МПа (кгс/см²)		Насыщен	250	Насыщен	250	Насыщен
Температура пара, °С						
Поверхность нагрева, м²:						
полная	91,3	138,3	129	225,3	206	277
радиационная	17,7	21,4	21,4	27,9	27,9	47,9
конвективная	73,6	116,9	107,6	197,4	179	229,1
Водяной объем котла, м³	4	5,55	5,35	7,8	7,5	9,11
Объем топки и камеры догорания, м³	10,4	13		20,4		39,3
Расчетное топливо				Каменные и		
Температура газов за котлом, °С	320	305	315	300	325	310
Сопротивление газового тракта при работе на углях, кПа (кгс/м²)						
каменных	0,11 (11,2)	0,21 (21,8)	0,18 (18,5)	0,23 (23,7)	0,216 (22,1)	0,38 (38,7)
бурых	0,15 (15,7)	0,3 (30)	—	0,32 (32,6)	—	0,5 (5,55)
Габаритные размеры, м:						
длина	4,19	5,4	5,4	6,67	6,67	7,0
ширина	3,2	3,2	3,2	3,8	3,8	3,8
высота	3,75	3,75	3,75	3,75	3,71	3,71
Масса котла в объеме заводской поставки, кг	6 900	8 700	9 100	11 300	11 900	15 200

1.3. Комплектующее обо

Тип котла	Водяной экономайзер	Дымосос	Дутьевой вентилятор
ДКВР-2,5-13	ВЭ-I-16П	Д-8; Д-10 (фрезерный торф)	Ц-13-50 № 3; ВД-6 (фрезерный торф)
ДКВР-4-13	ВЭ-II-16П	Д-10	ВД-8; ВД-6 (газ, мазут, фрезерный торф)
ДКВР-6,5-13	ВЭ-XII-16П	Д-10	ВД-8
ВЭ-XIII-16П	Д-12 (фрезерный торф)	ВЛ-10 (фрезерный торф)	ВЛ-10
ДКВР-10-13	ВЭ-VII-16П	Д-12	ВЛ-10

Характеристики котлов ДКВР

ДКВР-10-13-250	ДКВР-20-13	ДКВР-20-13-250	ДКВР-6,5-23	ДКВР-6,5-23-370	ДКВР-10-23	ДКВР-10-23-370	ДКВР-20-23	ДКВР-20-23-250	ДКВР-10-39-440
10	20	250	6,5	370	10	2,3 (23)	20	250	10
250	Насыщенный	250	Насыщенный	370	Насыщенный	370	Насыщенный	250	3,9 (39)
255,4	408,7	358,6	225,3	206,9	277	255,4	408,7	358,5	211
47,9	51,3	73,5	27,9	27,9	47,9	47,9	41,3	73,5	34,5
207,5	357,4	285	197,4	179,4	179,0	207,5	357,4	285	176,5
8,76	10,6	10,6	7,8	7,5	9,11	8,76	10,6	10,6	7
38,5	43	58	20,4	20,4	39,3	39,3	43	65	32,8
бурые угли									
310	390	365	300	325	310	310	390	365	Древесные отходы
0,34 (35,4)	—	0,18 (18)	0,23 (23,7)	0,21 (22,1)	0,38 (38,7)	0,34 (35,4)	—	—	—
—	—	0,2 (21)	0,32 (32,6)	—	0,55 (55,5)	—	—	0,26 (26,3)	—
7,0	9,7	9,7	6,67	3,8	7	9,8	3,2	3,2	7,6
3,8	3,12	3,21	3,75	3,75	3,8	3,8	3,2	3,2	3,15
5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	5,71	3,75
15 700	44 000	44 000	13 400	14 700	17 600	18 800	47 000	47 400	40 230

Устройство котлов ДКВР

Золосудловитель (батарейный циклон)	Топка	Горелка
Ц-2×2-400	ПМЗ-РПК-2-1800×1525	ГМГ-1,5м
Ц-2×2-500	ПМЗ-РПК-2-1800-1525	ГМГ-2м
—	ПМЗ-РПК-2-2600×2440	ГМГ-4м
БЦ-2×4×(3+2)	ПМЗ-ЛЦР 2700×3000	ГМГ-5м
БЦ-2×5×(4+2)	ПМЗ-РПК-2-2700×4000; ПМЗ-РПК-2-2600×3660; ЧЦР-2700×6500	ГМГ-5м

При сжигании газа и мазута рекомендуется применять горелки типов ГМГм и ГМГБ. За котлами ДКВР, работающими при давлении до 2,4 МПа (24 кгс/см²), устанавливаются чугунные экономайзеры, снабженные устройствами для периодической очистки поверхности нагрева.

Коэффициент полезного действия котлов при сжигании мазута составляет, %: 89,6...90,7; газа — 90...91,8, донецкого угля марки ПЖ — 81,9...83,5; подмосковного бурого угля — 75,6...77,5; древесных отходов — 77...78.

При переводе котлов ДКВР давлением 1,3 МПа (13 кгс/см²) на газ или мазут производительность их может быть увеличена согласно табл. 1.1. При сжигании газа и мазута должны соблюдаться следующие условия: применение докотловой химводоочистки; установка короткопламенных горелок; надежная защита обогреваемой части верхнего барабана в топке изоляцией.

В табл. 1.2 приведены характеристики котлов, в табл. 1.3 — комплектующее оборудование.

1.2. ПАРОВЫЕ КОТЛЫ ТИПА Е(КЕ)

Паровые котлы паропроизводительностью от 2,5 до 25 т/ч со слоевыми механическими топками предназначены для выработки насыщенного или перегретого пара, идущего на технологические нужды промышленных предприятий, в системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Котлы типа Е (КЕ) при одинаковой компоновочной схеме имеют меньшие габаритные размеры и работают более экономично, чем котлы типа ДКВР.

Особенностью конструкции котлов типа Е (КЕ) является наличие плотных боковых экранов в области топочной камеры и ограждающих стен в конвективном пучке с шагом 58 мм при трубах $\varnothing 51 \times 2,5$ мм (рис. 1.2).

Циркуляция воды осуществляется следующим образом: питательная вода из экономайзера подается в верхний барабан под уровень воды по перфорированной трубе. В нижний барабан вода опускается по задним обогреваемым трубам кипятильного пучка. Передняя часть пучка из топки является подъемной. Питание экранов осуществляется также из верхнего барабана по опускным стоякам. Пароводяная смесь выходит под уровень воды в верхний барабан, где происходит процесс барботажного пара через слой воды. Отсепарированный в свободном объеме пар проходит через пароприемный дырчатый лист и направляется в паропровод. В котле производительностью 25 т/ч для сепарации применены жалюзийные сепараторы. Котлы оборудованы системой возврата уноса угольной пыли и острым дутьем. Унос, оседающий в четырех зольниках, эжектором возвращается в топку.

Воздух для острого дутья вводится в топку через заднюю стенку соплами. Сопла установлены на высоте 500 мм от уровня колосниковой решетки. Воздух в систему возврата уноса подается от высоконапорного вентилятора производительностью 1000 м³/ч, а для котлов производительностью 25 т/ч — 2000 м³/ч и давлением 3,7 кПа (380 мм вод. ст.). За собственно котлами при сжигании каменных углей устанавливаются водяные экономайзеры, а при сжигании высоковолажных бурых углей — трубчатые воздухоподогреватели. В качестве топочного устройства к котлам паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т/ч устанавливаются топки с пневмомеханическими забрасывателями и моноблочной ленточной цепной решеткой обратного хода типа ТЛЗМ. Цепные решетки поставляются заказчику в блочном исполнении после сборки и обкатки на заводе-изготовителе. Котел производительностью

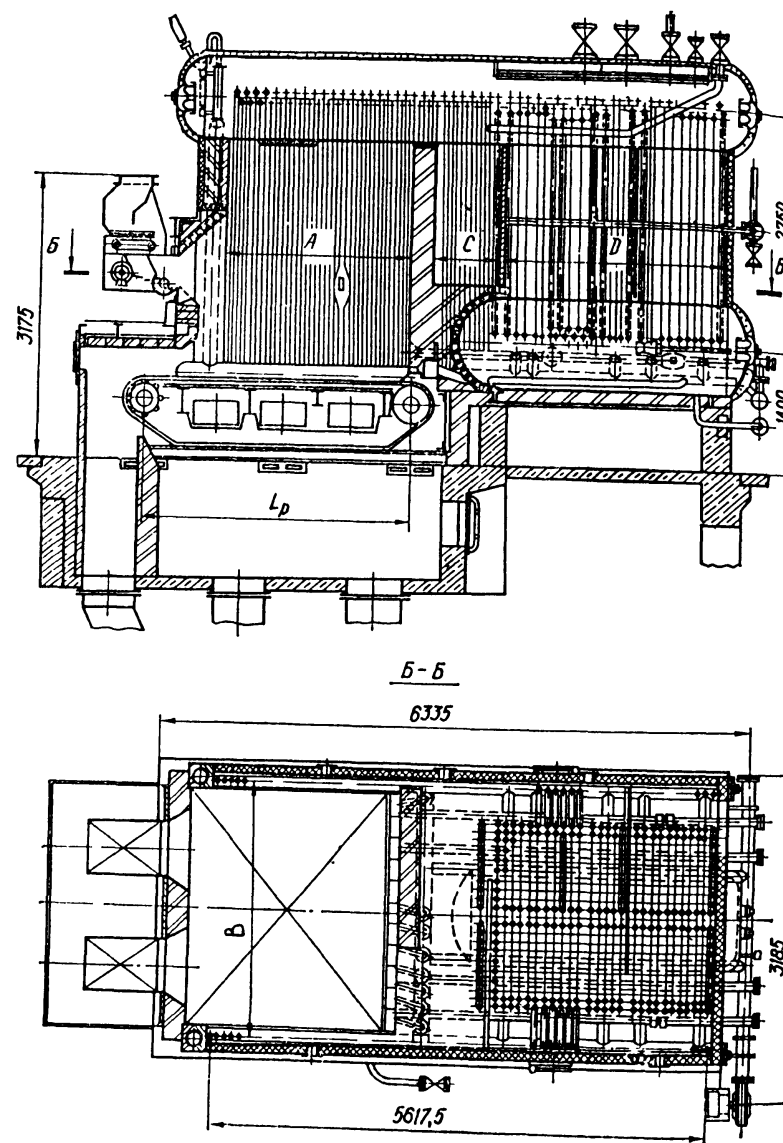


Рис. 1.2. Паровой котел Е-6,5-14Р (КЕ-6,5-14с)

1.4. Технические характеристики котлов Е (КЕ)* Бийского котельного завода

Показатель	Е-2,5-14Р (КЕ-2,5-14С)	Е-4-14Р (КЕ-4-14С)	Е-6,5-14Р (КЕ-6,5-14С)	Е-10-14Р (КЕ-10-14С)	Е-25-14Р (КЕ-25-14С)
Производительность, т/ч	2,5	4	6,5	10	25
Температура насыщенного (перегретого) пара, °С	194 (225)	194 (225)	194 (225)	194 (225)	194 (250)
Площадь поверхности нагрева, м²: радиационная	19	20,5	24,8	30,3	91,5
конвективная	62	94	149	214	418
КПД при сжигании каменных углей, %	81—83	81—83	81—83	81—83	87
Тип топочного устройства	ЗП-РПК-2-1,8/1,526	ТЛМЗ-1,87/2,4	ТЛМЗ-1,87/3	ТЛМЗ-2,7/3	ТЧЗ-2,7/5,8
Площадь зеркала горения, м²	2,75	3,3	4,4	6,4	13,4
Габаритные размеры (с площадками и лестницами), м:					
длина	5,1	6,4	7,7	8,5	13,6
ширина	4,5	4,5	4,5	4,5	6,0
высота	4,15	4,15	4,15	4,15	6,0
Масса котла в объеме заводской поставки, кг	9817	11335	13946	—	39212

* Давление 1,4; 2,4 МПа (14; 24 кгс/см²)

1.5. Комплектующее оборудование котлов Е (КЕ)

Тип котла	Водяной экономизер	Дымосос	Дутьевой вентилятор	Золуловитель (батарейный циклон)	Топка
Е-2,5-14Р (КЕ-2,5-14С)	ЭП2-94	ДН-9×1000	ВДН-8	Ц-2×2-400	ЗП-РПК-2-1,8/1,525
Е-4-14Р (КЕ-4-14С)	ЭП2-142	ДН-9×1500	ВДН-8	Ц-2×2-500	ТЛМЗ-1,87/2,4
Е-6,5-14Р (КЕ-6,5-14С)	ЭП2-236	ДН-11,5×1000	ВДН-8	БЦ-2×4 (3+2)	ТЛМЗ-1,87/3
Е-10-14Р (КЕ-10-14С)	ЭП2-330	ДН-12,5	ВДН-9	БЦ-2,5× (4+2)	ТЛМЗ-2,7/3
Е-25-14Р (КЕ-25-14С)	ЭП2-646	ДН-15×1000	ВДН-12,5	БЦ-2×6×7	ТЧЗ-2,7/5,6

2,5 т/ч комплектуется топкой с пневмомеханическим забрасывателем и решеткой с поворотными колосниками типа ЗП-РПК-2.

Технические характеристики котлов приведены в табл. 1.4, а комплектующего оборудования — в табл. 1.5.

Котлы Е-25-14Р (КЕ-25-14С) оборудованы механическими топками ГЧЗ-2,7/5,6, которые состоят из чешуйчатых цепных решеток обратного хода шириной 2,7 м с расстоянием между валами 5,6 м и двух пневмомеханических забрасывателей с пластинчатыми питателями ЗП-600.

1.3 ПАРОВЫЕ ГАЗОМАЗУТНЫЕ КОТЛЫ Е(ДЕ)

Газомазутные котлы Е(ДЕ) (рис. 1.3) производительностью 4; 6,5; 10; 16 и 25 т/ч и рабочим давлением 1,4 и 2,4 МПа (14 и 24 кгс/см²) предназначены для выработки насыщенного или слабоперегретого пара. Топочная камера размещена сбоку от конвективного пучка, образованного вертикальными трубами, развальцованными в верхнем и нижнем барабанах. Применение барабанов тех же размеров, что и у котлов ДКВР, позволяет использовать для конвективных пучков те же фасонные трубы, что и у котлов ДКВР.

Ширина топочной камеры всех типоразмеров котлов по осям экранных труб составляет 1790 мм, глубина камеры котла паропроизводительностью 4 т/ч — 1980 мм, котла 25 т/ч — 6960 мм, средняя высота камеры — 2400 мм. От конвективного пучка топочная камера отделена газоплотной перегородкой из сваренных труб $\nabla 51 \times 2,5$ мм. В задней части перегородки имеется окно для входа газов в конвективный пучок.

Все типоразмеры котлов имеют одинаковую циркуляционную схему с четырьмя экранами (передний, задний и два боковых) и конвективным пучком. Контуры боковых экранов и конвективного пучка всех котлов (а также фронтального экрана котлов производительностью 16 и 25 т/ч) замкнуты непосредственно на барабаны, а контуры заднего экрана всех котлов и фронтального экрана котлов производительностью 4; 6,5 и 10 т/ч — через промежуточные коллекторы.

Котлы производительностью 4; 6,5 и 10 т/ч выполнены по одноступенчатой схеме испарения. Котлы производительностью 16 и 25 т/ч имеют двухступенчатую схему испарения. Во вторую ступень испарения выделены первые по ходу газов ряды труб конвективного пучка. Опускная система контура второй ступени испарения образована необогреваемыми трубами $\nabla 159 \times 4,5$ мм (двумя у котла производительностью 16 т/ч и тремя у котла 25 т/ч). Общими элементами в опускной системе первой ступени являются последние по ходу газов ряды труб конвективного пучка. В качестве первичных сепарационных устройств первой ступени испарения используются установленные в верхнем барабане направляющие щиты и козырьки, обеспечивающие выдачу пароводяной смеси на уровень воды. В качестве вторичных сепарационных устройств первой ступени котлов производительностью 4 т/ч применяется дырчатый лист, а остальных котлов — горизонтальный жалюзийный сепаратор и дырчатый лист.

Сепарационными устройствами второй ступени испарения являются продольные щиты, обеспечивающие движение пароводяной смеси сначала к торцу, а затем вдоль барабана к поперечной перегородке, разделяющей отсеки.

Поставка котла заказчику осуществляется в виде одного блока.

Для боковых стен применена надтрубная обмуровка (шамотобетон по сетке толщиной 25 мм и два-три слоя изоляционных плит общей толщиной 100 мм).

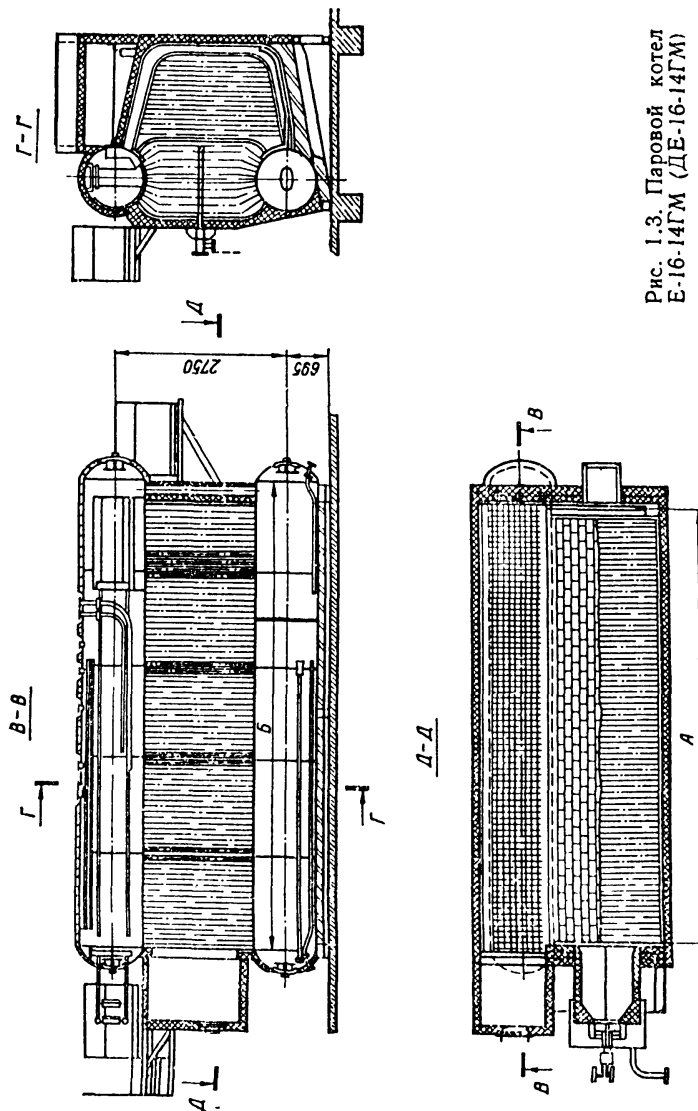


Рис. 1.3. Паровой котел Е-16-14ГМ (ДЕ-16-14ГМ)

1.6. Технические характеристики котлов Е (ДЕ)* Бийского котельного завода

Показатель	Е-4-14ГМ (ДЕ-4-14ГМ)	Е-6,5-14ГМ (ДЕ-6,5-14ГМ)	Е-10-14ГМ (ДЕ-10-14ГМ)	Е-16-14ГМ (ДЕ-16-14ГМ)	Е-25-14ГМ (ДЕ-25-14ГМ)
Производительность т/ч	4,14	6,13	10,35	16,56	26,88
Температура насыщенного (перегретого) пара °С	194 (225)	194 (225)	194 (225)	194 (225)	194 (225)
Площадь поверхности нагрева, м²:					
радиационная	22	28	39	49,2	64
конвективная	48	67	116	155	230
КПД при сжигании мазута, %	88,19	88,73	89,76	88,94	91,1
Тип горелочного устройства	ГМ-2,5	ГМ-4,5	ГМ-7	ГМ-10	ГМП-16
Габаритные размеры (с площадками и лестницами), м:					
длина	4,28	5,05	7,41	9,26	11,55
ширина	4,3	4,3	5,13	4,67	4,63
Высота (от пола до оси верхнего бабара)	5,05	5,05	4,4	4,72	4,72
Масса котла в объеме заводской поставки, кг	0 258	11 355	18 652	17 410	21 413

* Давление 1,4 МПа (14 кгс/см²).

1.7. Комплектующее оборудование котлов Е (ДЕ)

Тип котла	Водяной экономайзер	Дымосос	Электроподогреватель дымососа	Дутьевой вентилятор	Электроприводитель вентилятора
Е-4-14ГМ (ДЕ-4-14ГМ)	ВЭ-1-16П; ВТИ; БВЭС-1-2	ВДН-9	АО2-65-8/6/4	ВДН-8	АО2-62-8/6/4
Е-6,5-14ГМ (ДЕ-6,5-14ГМ)	ВЭ-11-16П; ВТИ; БВЭС-11-2	ВДН-10	АО2-62-8/6/4	ВДН-9	АО2-72-8/6/4
Е-10-14ГМ (ДЕ-10-14ГМ)	ВЭ-ХП-16П; ВТИ; БВЭС-111-2	ВДН-11,2	АО2-72-8/6/4	ВДН-10	АО-71-4
Е-16-14ГМ (ДЕ-16-14ГМ)	ВЭ-ХП-16П; ВТИ; БВЭС-IV-1	ДН-12,5	АО2-81-8/6/4	ВДН-11,2	АО2-81-4
Е-25-14ГМ (ДЕ-25-14ГМ)	ВЭ-IX-20П; ВТИ; БВЭС-V-1	Д-13,5	АО-81-4	ВДН-11,2	АО2-91-4

РЕСПУБЛИКАНСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА
ВССР

В табл. 1.6 приведены технические характеристики котлов, в табл. 1.7 — комплектующее оборудование

1.4. ПАРОВЫЕ ГАЗОМАЗУТНЫЕ КОТЛЫ БЕЛГОРОДСКОГО КОТЛОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА

Котлы работают на углях различных марок, фрезерном торфе, мазуте и газе. Среди них широко применяются газомазутные котлы, предназначенные для получения насыщенного или перегретого пара.

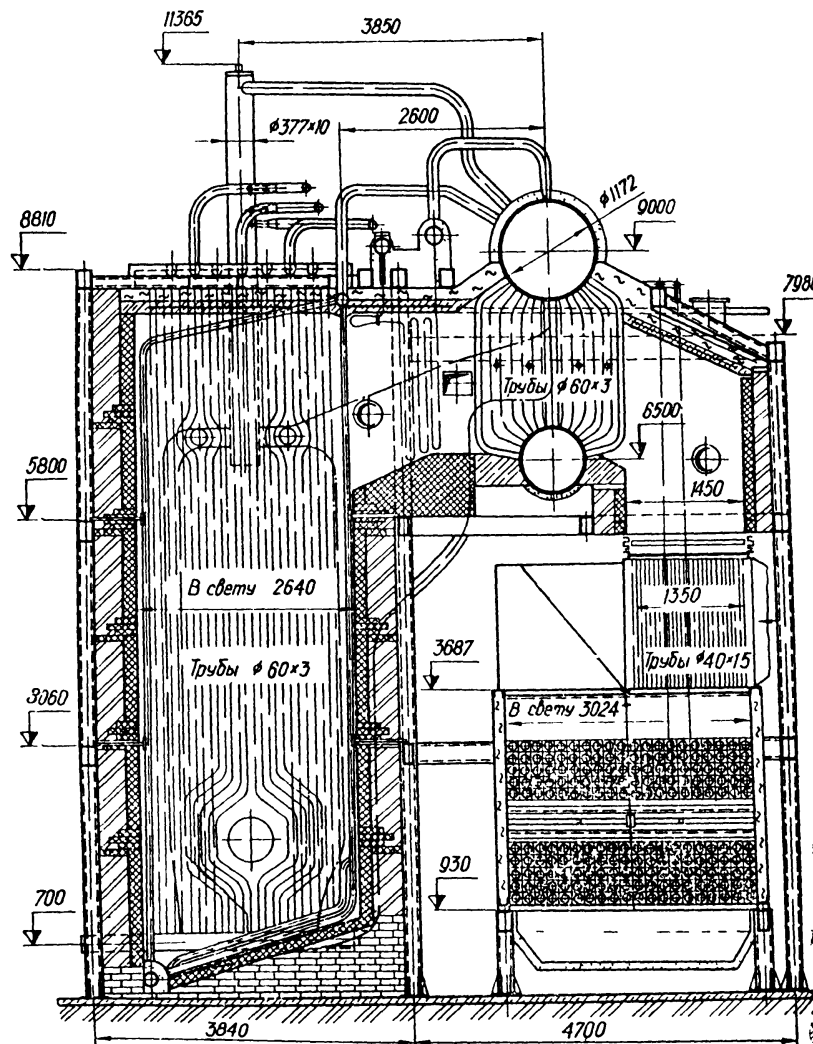


Рис 1.4. Паровой котел Е-25-14ГМ (продольный разрез)

1.8. Технические характеристики котлов Белгородского котлостроительного завода, работающих на газе и мазуте

Показатель	Е-25-14ГМ		Е-25-24ГМ		БГМ-35М		М-50-14		ГМ-50-14/250		ГМ-50-1		БКЗ-75-39ГМА	
	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут
Производительность, т/ч	25	2,4 (24)	25	2,4 (24)	35—45	4 (40)	50	1,4 (14)	50	1,4 (14)	50	4 (40)	75	4 (40)
Давление МПа (кгс/см ²)	1,4 (14)	250 (насыщенный)	1,4 (14)	250 (насыщенный)	440	440	Насыщенный	Насыщенный	250	250	—	—	—	—
Температура, °С:														
пара	100	170	100	170	117	156	146	181	100	146	178	207	145	187
питательной воды	160	180	160	180	158	188	140	155	140	140	188	216	127	175
воздуха после воздухоподогревателя	91,2	89,4	90,1	89,4	90,8	89,7	91	90	91	91	89,6	88,2	92,4	90,4
уходящих газов	2	74	2	74	147	147	4	133	4	133	6	6	6	6
КПД котла, %	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Количество горелок, шт	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Объем топочной камеры, м ³	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Поверхность нагрева, м ²	127	188	127	188	131	173	—	—	—	—	144	165	284	211
лучевоспринимающая	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
конвективная	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
пароперегревателя	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
водяного экономайзера	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
воздухоподогревателя	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Габаритные размеры, мм	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
верхняя отметка котла	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ширина по осям колонн	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
глубина по осям колонн	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Масса котла в объеме	257	261,1	257	261,1	115	115	139	139	139	139	145	145	250	250
аэродинамической	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
поставки, т	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

1.9. Комплектующее оборудование котлов Белгородского котлостроительного завода

	Оборудование	Е-25-14ГМ; Е-25-24ГМ		БГМ-35М		М-50-14		ГМ-50-14/250		ГМ-50-1		БКЗ-75-39ГМА	
		Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Мазут
Дымососы:													
тип		Д-13,5		Д-15,5		Д-18		Д-18		Д-18		Д-18×2	
мощность двигателя, кВт		36	—	122	126	111	126	111	126	110	120	105	175
Вентилятор:													
тип		ВД-12		ВД-13,5		ВДН-16-П		ВДН-16-П		ВД-13,5		ВДН-20-ПУ	
мощность двигателя вентилятора, кВт		38	—	79	89	65	67	55	67	94	105	189	190

Технические характеристики котлов приведены в табл. 1.8, а комплектующее оборудование — в табл. 1.9.

Котлы Е-25-14ГМ и Е-25-24ГМ имеют по два барабана, которые соединены пучками вертикальных кипяtilных труб; стены, пол и потолок топочных камер полностью закрыты экранами из труб 60 × 3 мм. Котлы оборудованы газомазутными горелками.

Котел Е-25-24 ГМ (рис. 1.4) имеет пароперегреватель с коридорным расположением труб Ø 28 × 3 мм; котел Е-25-14 ГМ не имеет пароперегревателя.

В конвективной шахте (по ходу газов) расположены трубчатый однокходовой воздухоподогреватель, состоящий из труб Ø 40 × 1,6 мм, и чугунный ребристый экономайзер.

Схема испарения трехступенчатая: первая и вторая ступени размещены в верхнем барабане, третья ступень осуществляется выносными циклонами Ø 377 мм. Над опускными трубами в верхнем барабане установлен специальный короб, предназначенный для предотвращения закручивания воды перед входом в опускные трубы.

Однобарабанные котлы БГМ-35М (рис. 1.5) с естественной циркуляцией выполнены по П-образной схеме. Все стены топки экранированы трубами Ø 60 × 3 мм. В горизонтальном газоходе установлен пароперегреватель вертикального типа с коридорным расположением труб. Он состоит из двух частей, в рассечке между которыми включен поверхностный пароохладитель. Обе части пароперегревателя выполнены из труб Ø 38 × 3 мм.

В конвективном газоходе размещены гладкотрубный змеевиковый водяной экономайзер с шахматным расположением труб Ø 32 × 3 мм и трубчатый вертикальный воздухоподогреватель, выполненный из труб Ø 40 × 1,6 мм. Очистка конвективных поверхностей нагрева осуществляется дробеочистительной установкой, а пароперегревателя и экранных труб — стационарными обдувочными аппаратами.

Схема испарения двухступенчатая. Первой ступенью испарения служат внутрибарабанные циклоны, второй ступенью — выносные циклоны Ø 377 мм.

На фронтальной стенке расположены четыре основные газомазутные горелки с улиточными регистрами и одна дополнительная — для поддержания постоянной температуры перегретого пара. Котел поставляется россыпью.

Двухбарабанные котлы ГМ-50-14 предназначены для получения насыщенного пара, а ГМ-50 14/250 — для перегретого температурой 250 °С. Они выполнены по П-образной схеме с отдельно вынесенным экономайзером. Топочная камера полностью экранирована трубами Ø 60 × 3 мм. Экраны разделены на восемь циркуляционных контуров.

Между барабанами расположен вертикальный пучок из труб Ø 60 × 3,0 мм. По торцам барабаны соединены двумя рядами необогреваемых опускных труб Ø 133 мм. В центре котельного пучка, вдоль барабанов, расположен ряд обогреваемых опускных труб Ø 219 мм. Питание всего чистого отсека экранной системы осуществляется из нижнего барабана.

Схема испарения двухступенчатая с выносными циклонами. В верхнем барабане Ø 1500 мм имеется чистый отсек первой ступени испарения, в нижнем — устройство для разогрева воды в период пуска котла.

Для получения перегретого пара котел оборудован конвективным — дренаруемым пароперегревателем горизонтального типа с шахматным расположением змеевиков без регулятора перегрева. При получении насыщенного пара вместо пароперегревателя устанавливается подсушивающая петля.

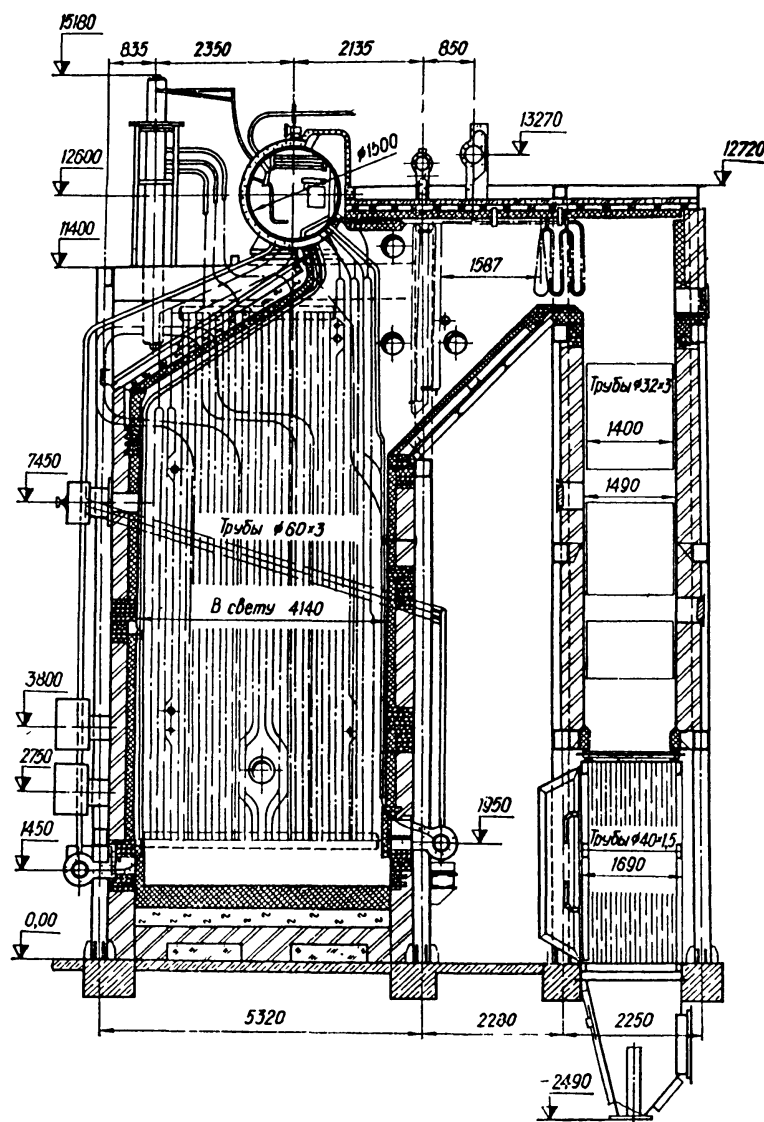


Рис. 1.5. Паровой котел типа БГМ-35М (продольный разрез)

За пароперегревателем расположен блок трубчатого воздухоподогревателя из труб $\varnothing 40 \times 1,6$ мм. Водяной экономайзер состоит из чугунных ребристых труб, оборудован обдувкой и поставляется в виде четырех блоков.

Очистка пароперегревателя и воздухоподогревателя осуществляется дробеочистительной установкой.

Газомазутные горелки расположены по две на боковых стенах топки.

Котлы поставляются в виде блоков, за исключением каркаса топочной камеры, поставляемого россыпью.

Однobarабанные котлы ГМ-50-1 (рис. 1.6) выполнены по П-образной схеме с совмещенной стенкой между топочной камерой и конвективной шахтой и с вынесенным воздухоподогревателем. Топочная камера полностью экранирована трубами $\varnothing 60 \times 30$ мм. Экраны разделены на восемь самостоятельных циркуляционных контуров. Дренажный пароперегреватель расположен в конвективной шахте и выполнен из труб $\varnothing 32 \times 2$ мм сталь марки 20, выходные петли — из стали марки 12ХМ.

Температура перегрева регулируется пароохладителем, расположенным в рассечке пароперегревателя.

Водяной экономайзер кипящего типа, состоящий из двух блоков, выполнен из труб $\varnothing 28 \times 3$ мм и расположен в газоходе. Воздухоподогреватель, выполненный из труб $\varnothing 40 \times 1,6$ мм, устанавливается как в здании котельной, так и за ее пределами.

Все конвективные поверхности очищаются с помощью дробеочистительной установки. Схема испарения двухступенчатая.

Чистый отсек — внутрибарабанные циклоны, вторая ступень — выносные циклоны $\varnothing 377$ мм.

На боковых стенах топки размещены по три основные газомазутные горелки, с фронта котла — две дополнительные горелки для поддержания постоянной температуры перегретого пара. Котел поставляется в виде крупных транспортабельных блоков.

Однobarабанные котлы БКЗ-75-39 ГМА (рис. 1.7) выполнены по П-образной схеме. Топочная камера полностью экранирована трубами $\varnothing 60 \times 3$ мм. Экраны разделены на восемь самостоятельных циркуляционных контуров. Конвективный вертикальный пароперегреватель состоит из двух ступеней. Первая ступень выполнена из труб $\varnothing 38 \times 3$ мм, вторая — из труб $\varnothing 42 \times 3$ мм. Температура пара регулируется поверхностным пароохладителем, расположенным в рассечке пароперегревателя.

Водяной экономайзер кипящего типа, выполненный из труб $\varnothing 32 \times 3$ мм, состоит из двух ступеней, расположенных в газоходе котла. Воздухоподогреватель вертикального типа, выполненный из труб $\varnothing 40 \times 1,6$ мм, имеет три хода по воздушной стороне. Котел оборудован дробеочистительной установкой. Схема испарения двухступенчатая. В барабане имеется чистый отсек (первая ступень испарения). Внутрибарабанное устройство состоит из пароприемных коробов, циклонов, жалюзийных сепараторов и дырчатого листа. Вторая ступень испарения состоит из двух выносных циклонов $\varnothing 377$ мм. Пар из циклонов поступает в барабан. На фронтальной стене котла устанавливаются в два ряда шесть газомазутных горелок (по три в ряду). Котел поставляется россыпью.

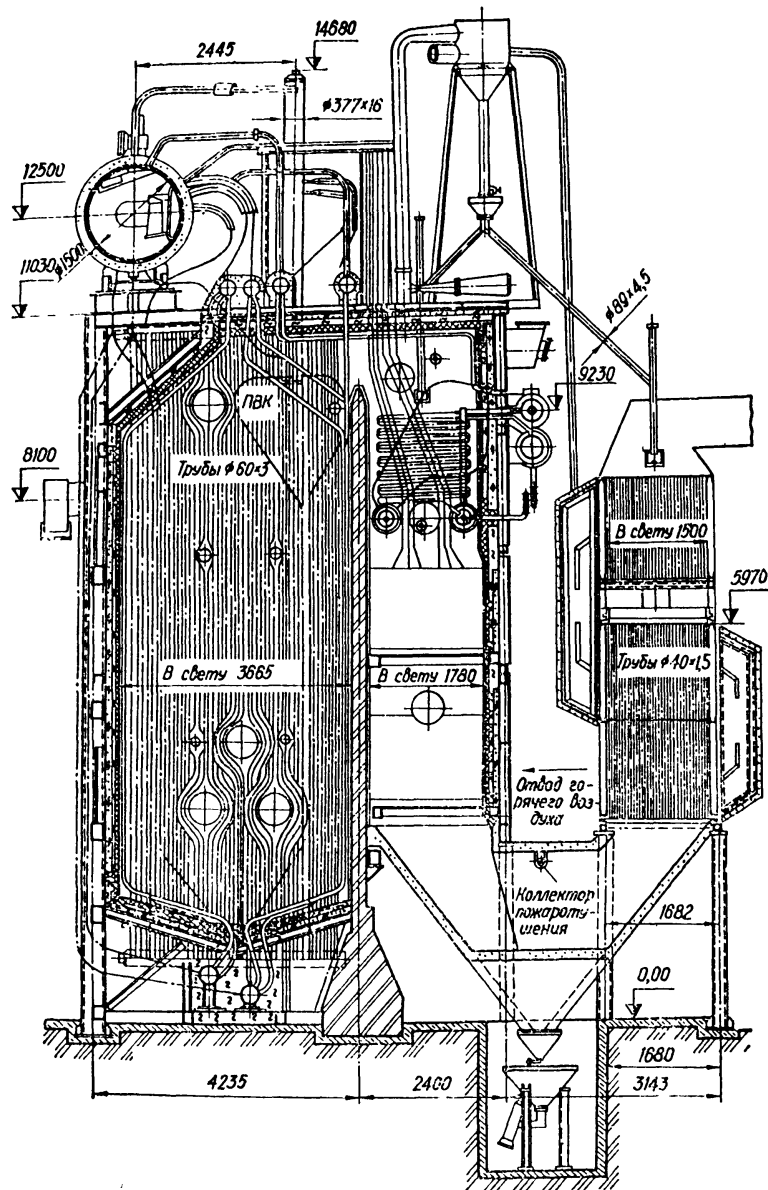


Рис. 1.6. Паровой котел типа ГМ-50-1 (продольный разрез)

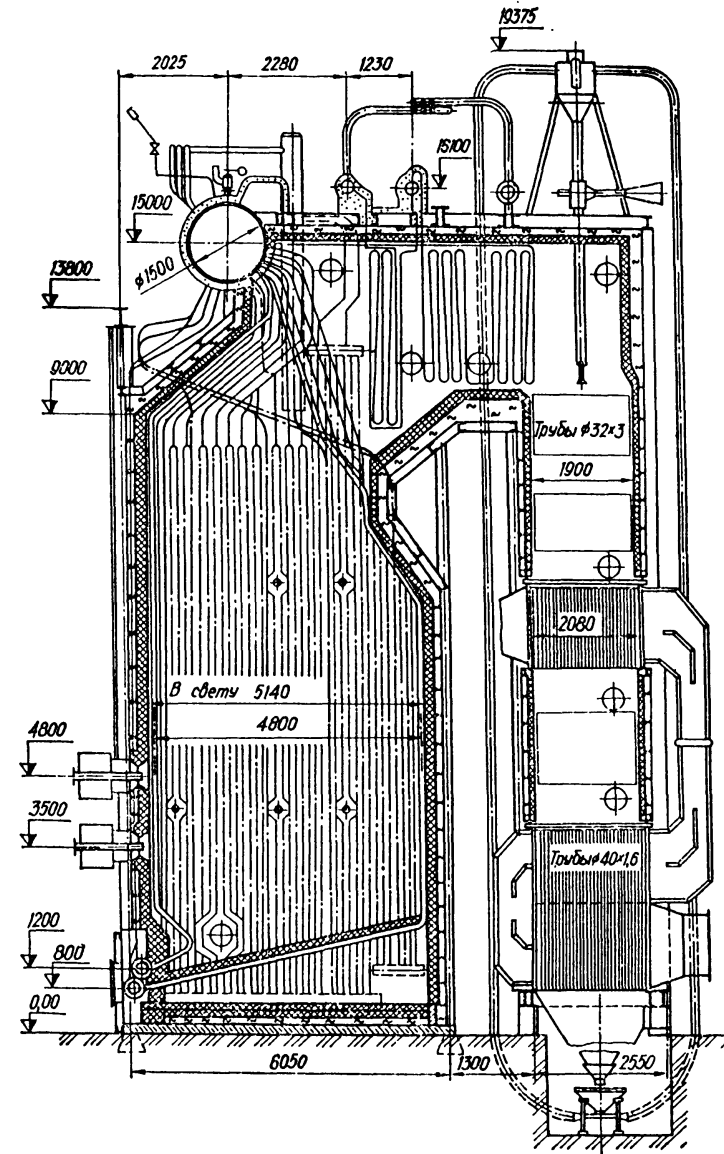


Рис. 1.7. Паровой котел типа БКЗ-75-39ГМА (продольный разрез)

1.5. ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЕ ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЛЫ КВ-ГМ, КВ-ТС И КВ-ТСВ

Котлы КВ-ГМ (газотопные) (рис. 1.8) и КВ-ТС (со слоевым сжиганием твердого топлива) (рис. 1.9, а), КВ-ТСВ (со слоевым сжиганием твердого топлива и с воздухоподогревателем) (рис. 1.9, б) подразделяются на три унифицированные группы

К первой группе относятся котлы производительностью 11,6; 23,2 и 35 МВт (10; 20 и 30 Гкал/ч), ко второй — производительностью 4,6 и 7,5 МВт (4 и 6,5 Гкал/ч), к третьей — производительностью 58 и 116 МВт (50 и 100 Гкал/ч)

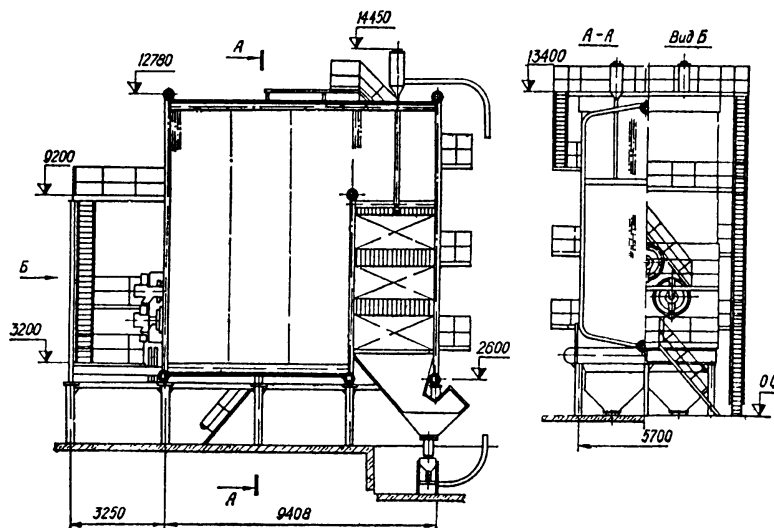


Рис. 1.8 Водогрейный котел типа КВ-ГМ-100-150

Котлы КВ-ГМ и КВ-ТУ производительностью 4 и 6,5 Гкал/ч имеют единый профиль и отличаются лишь глубиной топочной камеры и конвективной шахты. Топка полностью экранирована трубами $\varnothing 60 \times 3$ мм.

Конвективная поверхность нагрева расположена в вертикальной конвективной шахте. Для удаления наружных золовых отложений с труб конвективных поверхностей нагрева используется дробеочистительная установка. С целью устранения попадания дробы в топочную камеру, а также прямого попадания кусков твердого топлива от пневмомеханического забрасывателя (в котлах КВ-ТС) трубы в верхней части заднего экрана выгнуты в сторону топки и сварены между собой при помощи вставок.

Котлы КВ-ГМ оборудованы одной ротационной газотопной горелкой типа РГМГ соответствующей производительности.

Котлы КВ-ТС снабжены топками с пневмомеханическими забрасывателями и цепными решетками обратного хода типа ТЛЗ, а также оборудованы системой возврата уноса угольной мелочи и острым дутьем. Трубная система как слоевых, так и газотопных котлов поставляется в виде одного транспортабельного блока.

Котлы производительностью 11,6; 23,2 и 35 МВт (10; 20 и 30 Гкал/ч) выпускаются в трех модификациях газотопные (КВ-ГМ), слоевые без воздухоподогревателя (КВ-ТС) и слоевые с воздухоподогревателем (КВ-ТСВ).

Газотопные котлы независимо от производительности оборудованы одной газотопной горелкой типа РГМГ соответствующей производительности. Горелка устанавливается на воздушном корде котла, который крепится на фронтальном экране к вертикальным

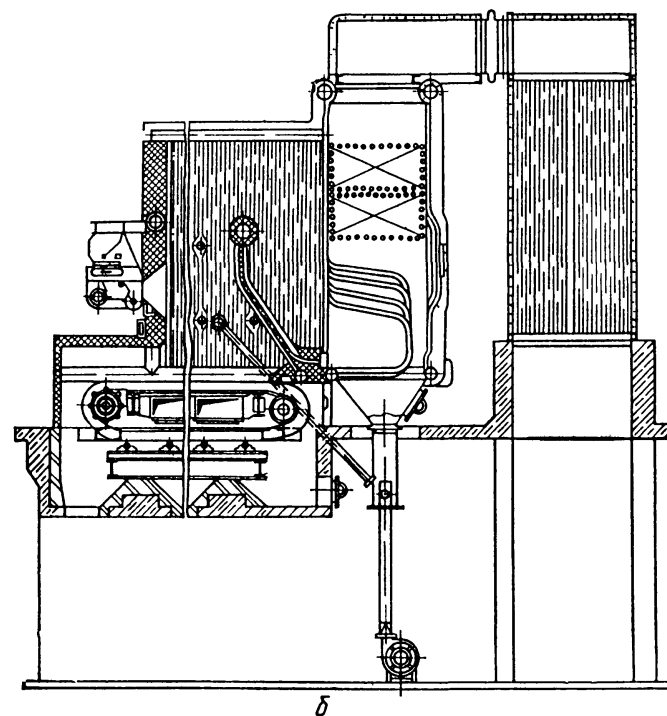
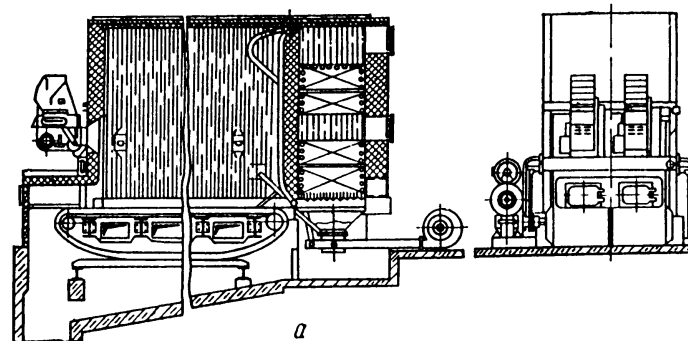


Рис. 1.9 Водогрейный котел типа КВ-ТС (а) и КВ-ТСВ (б)

камерам. Она имеет автономный вентилятор первичного воздуха. Очистка котлов от загрязнений производится дробеочистительной установкой

В котлах КВ-ТС и КВ-ТСВ применены топки с пневмомеханическими забрасывателями и цепными решетками. Для котлов производительностью 11,6 МВт (10 Гкал/ч) применена решетка ТЛЗ 2,7/4, для котлов 23,2 МВт (20 Гкал/ч) — ТЧЗ 2,7/6,5, для котлов 35 МВт (30 Гкал/ч) ТЧЗ 2,7/8.

В котлах со слоевым сжиганием топлива применено устройство возврата уноса угольной пыли и, острое дутье.

Трубная система топочной камеры слоевых котлов отличается от аналогичной газомазутных только тем, что в ней отсутствует подовый экран. В задней части топочной камеры имеется промежуточная стенка, образующая камеру догорания. Все экраны и промежуточная стенка выполнены из труб $\varnothing 60 \times 3$ мм.

Конвективная поверхность всех котлов расположена в вертикальной шахте с полностью экранированными стенками. Конвективные блоки во всех котлах одинаковы, за исключением котла КВ-ТСВ, где блок ниже, так как в нем установлен один конвективный пакет.

Котлы производительностью 58 и 116 МВт (50 и 100 Гкал/ч) имеют П-образную компоновку. Топочная камера и конвективная шахта полностью экранированы. Экраны топочной камеры и задняя стенка конвективной шахты выполнены из труб $\varnothing 60 \times 3$ мм. Конвективная поверхность состоит из трех пакетов. Каждый пакет набирается из U-образных ширм, выполненных из труб $\varnothing 28 \times 3$ мм. Ширмы расположены параллельно фронту котла так, что их трубы образуют шахматный пучок. Боковые стенки конвективной шахты закрыты трубами $\varnothing 83 \times 3,5$ мм. Для удаления отложений с труб конвективной шахты применена дробеочистительная установка.

Котел КВ-ГМ-50 оборудован двумя газомазутными горелками типа РГМГ-20, а котел КВ-ГМ-100 — тремя горелками типа РГМГ-30.

Котлы выполнены бескаркасными. Фронтальной, промежуточной и задней экраны, а также боковые стенки конвективной шахты опираются на портал. Нижние камеры указанных экранов имеют опоры. Опора, расположенная посередине нижней камеры промежуточного экрана, является неподвижной. Усилие от боковых экранов передается на портал через переднюю и заднюю стенки котла и частично через специальную ферму, установленную на портале. Помосты котлов крепятся к стойкам, опирающимся на кронштейны портала. Облегченная надтрубная обмуровка котлов толщиной 110 мм.

Технические характеристики котлов КВ-ГМ приведены в табл. 1.10 а КВ-ТС и КВ-ТСВ — в табл. 1.11.

Глава 2

ТОПЛИВО

2.1. ВИДЫ ТОПЛИВ

Ископаемые угли делятся на бурые, каменные и антрациты. Встречаются также полуантрациты, являющиеся переходным видом между каменными углями и антрацитами.

К бурым углям относятся угли с высоким выходом летучих ($V^g > 40\%$) и низкой (по сравнению с каменными углями) теплотой сгорания рабочей массы беззольного угля меньше 24 МДж/кг (5700

1.10. Технические характеристики котлов КВ-ГМ* Дорогобужского котельного завода

Показатель	КВ-ГМ-4	КВ-ГМ-6,5	КВ-ГМ-10	КВ-ГМ-20	КВ-ГМ-30	КВ-ГМ-50	КВ-ГМ-100
Производительность, МВт (Гкал/ч)	4,6 (4)	7,5 (6,5)	11,6 (10)	23,2 (20)	35 (30)	58 (50)	116 (100)
Расход:							
воды, т/ч	49,5	80	123,5	247	370	618	1235
газа, м³/ч	515	830	1260	2520	3680	6260	12520
мазута, т/ч	500	800	1220	2450	3490	5750	11500
Температура уходящих газов при работе, °С:							
на газе	150	153	145	155	160	140	
на мазуте	245	245	230	242	250	180	
Гидравлическое сопротивление, кПа (кгс/м²):							
котла	0,01 (1,2)	0,01 (1,2)	0,014 (1,5)	0,02 (2,2)	0,018 (1,9)	0,013 (1,33)	0,016 (1,65)
газового тракта при работе на газе (мазуте)	0,21; 0,25 (22; 26)	0,22; 0,25 (23; 26)	0,43; 0,46 (44; 46)	0,56; 0,6 (57; 60)	0,64; 0,66 (65; 67)	0,94; 0,98 (95; 100)	1,17 (120)
КПД котла (брутто) при работе, %:							
на газе	90,5		91,9		91,2	92,6	92,5
на мазуте	86,3	87	88,4	88	87,8	91,1	91,3
Габаритные размеры, м:							
длина	5	6	6,5	9,7	11,8	6	9,4
ширина	2,4			3,2		5,7	
высота	3,6			7,3		12,7	
Масса блока, т	5,2	7,5	13,5	20,9	27,1	—	—

* Давление 1—2,5 МПа (10—25 кгс/см²), температура воды на входе 70 и выходе 150 °С.

1.11. Технические характеристики котлов КВ-ТС и КВ-ТСВ* Дорогобужского котельного завода

Показатель	КВ-ТС-4	КВ-ТС-6,5	КВ-ТС-10	КВ-ТС-20	КВ-ТС-30	КВ-ТСВ-10	КВ-ТСВ-20	КВ-ТСВ-30
Производительность, МВт (Гкал/ч)	4,6 (4)	7,5 (6,5)	11,6 (10)	23,2 (20)	35,0 (30)	11,6 (10)	23,2 (20)	35 (30)
Расход:								
воды, т/ч	49,5	80	123,5	247	370	123,5	247	370
каменного угля, кг/ч	—	—	2160	4320	6480	—	—	—
бурого угля	—	—	—	—	—	3140	6290	9580

Продолжение табл. 1.11

Показатель	КВ-ТС-4	КВ-ТС-6,5	КВ-ТС-10	КВ-ТС-20	КВ-ТС-30	КВ-ТСВ-10	КВ-ТСВ-20	КВ-ТСВ-30
Температура, °С:								
газов	225	220	230	235	205	218	235	
горячего воздуха	—	—	—	—	212	230	255	
Гидравлическое сопротивление, кПа (кгс/м²)								
котла	0,09 (1)	0,01 (1,1)	0,011 (1,2)	0,02 (2,1)	0,014 (1,5)	0,01 (1,1)	0,018 (1,9)	0,012 (1,3)
воздушного короба	0,63 (65)	0,63 (65)	0,63 (65)	0,63 (65)	0,63 (65)	—	—	—
газового тракта	0,35 (36)	0,38 (39)	0,66 (67)	0,85 (87)	0,94 (96)	0,9 (100)	1,0 (106)	1,2 (127)
воздухоподогревателя	—	—	—	—	—	1,0 (110)	1,0 (110)	1,0 (110)
КПД котла (орутто), %	81,9	82,2	80,9	80,66	80,56	82,8	82,5	81,5
Габаритные размеры, м:								
длина	5	6,7	6,4	9,6	11,7	8,3	12,5	15,5
ширина	2,4				3,2			
высота	4		7,8			5,9		
Масса блока, т	4,6	6,67	12,3	19,5	25,2	9,5	14,3	17,2

* Давление в котлах КВ-ТС-4 составляет 0,4 (4) и КВ-ТС-6,5 — 0,65 МПа (6,5 кгс/см²), а в остальных — 1 — 2,5 МПа (10—25 кгс/см²); температура воды на входе 70 и выходе — 150 °С

ккал/кг). Эти угли характеризуются высокой влажностью, пониженным содержанием углерода и повышенным — кислорода, неспекшимся коксовым остатком. На воздухе они легко теряют влагу, превращаясь в мелочь, обладают способностью самовозгорания.

Бурые угли делятся на следующие группы: Б1 (содержание влаги $W^p > 40\%$); Б2 ($W^p = (30...40)\%$) и Б3 ($W^p < 30\%$). К каменным углям относятся угли с выходом летучих 9—50 %. При сжигании они спекаются (нелетучий остаток), часть каменных углей с выходом летучих более 42—45 % (длиннопламенные) и менее 17 % (тощие) не спекаются, а имеют слипшийся остаток. Теплота сгорания рабочей массы беззольного топлива каменных углей больше 24 МДж/кг (5700 ккал/кг).

Каменные угли делятся на марки по выходу летучих и толщине пластичного слоя y . Нижний предел y , мм, ставится как индекс марки угля (например, Г₁₀ — газовый с минимальной толщиной пластического слоя 10 мм).

Для дальневосточных углей тощие угли имеют выход летучих $V^r = 8...20\%$. К антрацитам (обозначение А) и полуантрацитам (обозначение ПА) относятся угли с выходом летучих менее 9 %. Антрациты обладают меньшей теплотой сгорания, чем полуантрациты. Кроме того, они отличаются меньшим объемным выходом летучих.

При рассортировке все ископаемые угли делятся по крупности на классы (табл. 2.1).

Смесь различных углей по крупности обозначают:
БОМ — бурый, орех с мелочью;

2.1. Классы углей по фракционному составу

Класс угля	Марка	Размер кусков, мм
Плита	П	Более 100
Крупный	К	50—100
Орех	О	25—50
Мелкий	М	13—25
Семечко	С	6—13
Штыб	Ш	Менее 6
Рядовой	Р	До 300

БМСШ — бурый, мелкий, с семечком и штыбом;

АСШ — антрацит, семечко со штыбом;

ОМ — орех мелкий (13—50 мм);

ОМС — орех с мелким семечком (6—50 мм);

ОМСШ — орех с мелким семечком и штыбом (> 50 мм);

СШ — семечко со штыбом (> 13 мм).

Мелкими при рассортировке считаются куски менее нижнего предела для данного класса, а для классов 0—25 и 0—50 мм и рядовых — менее 6 мм.

При мокром обогащении выделяется шлам углей класса 0—3 мм как самостоятельный продукт, который после подсушки применяется для сжигания.

Кроме вышеперечисленных имеются ископаемые геологически окисленные каменные и бурые угли (некоторые угли Кузнецкого и Подмосковского бассейнов, а также все угли Средней Азии).

Торф, предназначенный для сжигания, делится на фрезерный и кусковой (табл. 2.2). В табл. 2.3 приведены расчетные характеристики твердых и жидких топлив, в табл. 2.4 — газообразных топлив, а в табл. 2.5 — газов.

2.2. ТЕПЛОТА СГОРАНИЯ

Низшей теплотой сгорания топлива называют количество теплоты, выделяемой 1 кг (m^3) топлива, за вычетом количества теплоты, необходимой для испарения влаги.

Формулы для подсчета низшей теплоты сгорания, кДж/кг (ккал/кг):

$$Q_H^p = 340C^p + 1030H^p - 109(O^p - S_H^p) - 25,5W^p, \quad (2.1)$$

$$(Q_H^p = 81C^p + 246H^p - 26(O^p - S_H^p) - 6W^p).$$

В формулах принято, что при полном сгорании 1 кг выделяется теплоты: углерода C^p 3,4 МДж (8100 ккал), водорода H^p 10,3 МДж (24600 ккал) и серы S_H^p 10,9 МДж (2600 ккал).

Высшая теплота сгорания Q_H^B получается при полном сгорании 1 кг топлива с превращением в жидкость всех водяных паров. В дей-

2.2. Классификация торфа

Характеристика	Фрезерный торф	Кусковой торф
Содержание влаги в группе, %:		
первой	50	45
второй	52	48
Зольность A^c , %	23	23
Засоренность посторонними предметами (куски размером более 25 мм), %	10	—
Содержание мелочи (куски менее 25 мм), %	—	30

2.3. Расчетные характеристики твердых

Бассейн, месторождение	Марка топлива	Класс или продукт обогащения	Рабочая	
			Состав,	
			WP	AP
Угли				
Донецкий	Д	Р	13,0	21,8
	Д	Отсев	14,0	25,8
	Г	Р	8,0	23,0
	Г	Отсев	11,0	26,7
	Г	Промпродукт мокрого обогащения	9,0	34,6
Кузнецкий	Т	Р	5,0	23,8
	А	Ш, СШ	8,5	22,9
	ПА	Р, отсев	5,0	20,9
	Ж,	Промпродукт	9,0	35,5
	К,	мокрого обогащения		
	ОС			
	Д	Р, СШ	12,0	13,2
	Г	Р, СШ	8,5	11,0
	1СС	Р, отсев	9,0	18,2
	2СС	Р, С, Ш, отсев	9,0	18,2
	Т	Р, отсев	6,5	16,8
	Ж,	Промпродукт	7,0	30,7
	К,	мокрого обогащения		
	ОС			
	Г	Р, окисленный	14,0	9,5
Грамотеннский, Колмогоровский, Байдаевский углеразрезы	1СС, 2СС	То же	10,0	11,3
Кедровский, им. Вахрушева, Киселевский, № 8, Новосергеевский, Бачатский углеразрезы	Т	Р, окисленный	10,0	16,2
Краснобродский, Красногорский, Листвянский углеразрезы	1СС 2СС	Р, окисленный	12,0	18,9
Томусинские № 3—4	К	Р	8,0	27,6
№ 7—8, Черниговский углеразрезы	К	Промпродукт мокрого обогащения	10,0	38,7
Карагандинский	СС	Р	7,0	38,1
Экибастузский: разрезы 1, 2, 3	СС	Р	7,0	40,9
разрез 5/6	СС	Р	7,0	40,9
Куучекинское	БЗ	Р, отсев	29,0	11,4
Ленгерское	Б2	Р, ОМСШ	32,0	25,2
Подмосковный: в целом по бассейну*	Б2	Р, ОМСШ	31,0	29,0
трест «Черепегуголь»				

и жидких топлив

масса топлива						Низшая теплота сгорания, МДж/кг (ккал/кг) Q_H^p	Выход летучих на горючую массу, % V^g
%							
S_k^p	S_{op}^p	C^p	H^p	N^p	O^p		
1,5	1,5	49,3	3,6	1,0	8,3	19,6 (4680)	44
2,5	1,4	44,8	3,4	1,0	7,1	17,7 (4240)	44
2,0	1,2	55,2	3,8	1,0	5,8	22 (5260)	40
1,9	1,2	49,2	3,4	1,0	5,6	19,8 (4730)	40
	3,2	44,0	3,1	0,8	5,3	17,5 (4190)	42
2,0	0,8	62,7	3,1	0,9	1,7	24,2 (5780)	15
1,0	0,7	63,8	1,2	0,6	1,3	22,5 (5390)	3,5
1,7	0,7	66,6	2,6	1,0	1,5	25,2 (6030)	7,5
1,9	0,6	45,5	2,9	0,9	3,7	18 (4300)	30
0,3		58,7	4,2	1,9	9,7	22,8 (5450)	42
0,5		66,0	4,7	1,8	7,5	26,1 (6240)	40
0,3		61,5	3,7	1,5	5,8	23,8 (5700)	30
0,4		64,1	3,3	1,5	3,5	24,6 (5870)	21
0,4		68,6	3,1	1,5	3,1	26,2 (6250)	13
0,7		53,6	3,0	1,6	3,4	21 (5000)	23
0,5		59,5	4,0	1,5	11,0	22,8 (5450)	40
0,5		67,7	3,6	1,6	5,3	25,9 (6180)	25
0,3		65,7	3,0	1,7	3,1	24,7 (5900)	13
0,4		59,1	3,4	1,7	4,5	22,6 (5390)	25
0,8		54,7	3,3	0,8	4,8	21,3 (5090)	28
0,9		42,1	2,7	0,7	4,9	16,2 (3880)	30
0,4	0,4	43,4	2,9	0,8	7,0	16,7 (4000)	30
0,4	0,4	41,1	2,8	0,8	6,6	15,8 (3790)	30
	0,7	42,5	2,6	0,7	5,6	16,3 (3910)	27
1,2	0,5	45,0	2,6	0,4	9,9	16 (3850)	39
1,5	1,2	28,7	2,2	0,6	8,6	10,4 (2490)	50
1,2	0,9	26,0	2,2	0,4	9,3	9,3 (2220)	55

Продолжение табл. 2.3

Базейн, месторождение	Марка топлива	Класс или продукт обогащения	Рабочая		Расход топлива						Низшая теплота сгорания, МДж/кг (ккал/кг) Q_H^p	Выход летучих на горючую массу, % V_g
			Состав,		$\%$							
			WP	AP	S_K^p	S_{op}^p	C^p	H^p	N^p	O^p		
Печорский:												
Воркутинское	Ж	Р, отсев	5,5	23,6	0,8		59,6	3,8	1,3	5,4	23,6 (5650)	33
Интинское	Д	То же	11,0	25,4	2,0	0,6	47,7	3,2	1,3	8,8	18,3 (4370)	40
Львовско-Волынский:												
Волыньское	Г	Р	10,0	19,8	1,8	0,8	55,5	3,7	0,9	7,5	22 (5250)	39
Межреченское	Г	Р	8,0	25,8	2,3	0,8	53,7	3,6	0,7	5,1	21,5 (5150)	38
Бабаевское	Б1	Р	56,5	7,0	0,5		25,4	2,4	0,2	8,0	8,6 (2090)	65
Кизеловский	Г	Р, отсев, К, М	6,0	31,0	6,1		48,5	3,6	0,8	4,0	19,7 (4700)	42
	Г	Промпродукт мокрого обогащения	6,5	39,0	6,8	1,6	37,4	2,9	0,7	5,1	15,9 (3810)	44
Челябинский:												
Егоршинское	Б3	Р, МСШ	18,0	29,5	1,0		37,3	2,8	0,9	10,5	13,9 (3330)	45
Волчанское	ПА	Р	8,0	23,9	0,4		60,3	2,5	0,9	4,0	22,4 (5350)	9
Веселовское и Богословское	Б3	Р	22,0	33,2	0,2		28,7	2,3	0,5	13,1	9,9 (2380)	50
	Б3	Р	24,0	30,4	0,4		29,9	2,3	0,5	12,5	10,4 (2480)	45
Ткварчельское	Ж	Промпродукт мокрого обогащения	11,5	35,0	0,9	0,4	42,5	3,2	0,8	5,7	16,7 (4000)	41
Ткибульское	Г	То же	13,0	27,0	0,7	0,6	45,4	3,5	0,9	8,9	17,9 (4280)	45
Ангренское	Б2	ОМСШ	34,5	13,1	1,3		39,8	2,0	0,2	9,1	13,8 (3300)	33,5
Кок-Янгак	Д	Р, ОМ, СШ	10,5	17,9	1,7		55,8	3,7	0,6	9,8	21,5 (5140)	34
Таш-Кумыр	Д	Р, СШ	14,5	21,4	1,2		48,4	3,3	0,8	10,4	18,3 (4380)	36
Сулюкта	Б3	ОМ, СШ	22,0	13,3	0,2	0,3	50,1	2,6	0,5	11,0	17,8 (4270)	33
Кызыл-Кия	Б3	ОМ, СШ	28,0	14,4	0,6	0,3	44,4	2,4	0,5	9,4	15,8 (3770)	35
Кара-Киче**	Б3	ОМ, СШ	19,0	8,1	0,7		55,0	3,1	0,6	13,5	19,8 (4730)	37
Шураб, шахта № 8	Б2	К, ОМ, СШ	29,5	9,2	0,6	0,4	47,2	2,2	0,5	10,4	16,2 (3870)	33
Шураб, шахта № 1/2	Б3	Р	21,5	14,1	0,8	0,4	47,3	3,0	0,6	12,3	17,2 (4120)	37
Канско-Ачинский:												
Ирша-Бородинское	Б2	Р	33,0	6,0	0,2		43,7	3,0	0,6	13,5	15,6 (3740)	48
Назаровское	Б2	Р	39,0	7,3	0,4		37,6	2,6	0,4	12,7	13 (3110)	48
Березовское **	Б2	Р	33,0	1,7	0,2		44,3	3,0	0,4	14,4	15,6 (3740)	48
Боготольское **	Б1	Р	44,0	6,7	0,5		34,3	2,4	0,4	11,7	11,8 (2820)	48
Абанское	Б2	Р	33,5	8,0	0,4		41,5	2,9	0,6	13,1	14,7 (3520)	48
Итатское **	Б1	Р	10,5	6,8	0,4		36,6	2,6	0,4	12,7	12,8 (3060)	48
Барандашское **	Б2	Р	37,0	4,4	0,2		41,9	2,9	0,4	13,2	14,8 (3540)	48
Минусинский												
Черногорское	Д	Р	14,0	15,5	0,5		54,9	3,7	1,4	10,0	21 (5030)	44
Сланцы эстонские **												
Шахты и разрез «Вивиконд»	Горючий сланец	Энергетический мелкий	13,0	40,0 + 14,4***	1,3	0,3	24,1	3,1	0,1	3,7	10,9 (2610)	90
Разрезы № 1, «Сиргола» и «Вивиконд»		Энергетический	12,5	41,2 + 18,4***	1,4		20,6	2,7	0,1	3,1	19,3 (2230)	90
То же Ленинградская область **		Крупный, средний, мелкий	11,5	44,2 + 16,4***	1,4	0,3	20,6	2,7	0,1	2,8	9,3 (2230)	90
Каширское**		—	17,5	49,7 + 9,5***	1,8	1,6	13,5	1,8	0,3	4,3	58 (1390)	80

Бассейн, месторождение	Марка топлива	Класс или продукт обогащения	Рабочая	
			Состав	
			WP	AP
Торф	Фрезерный торф	—	50,0	6,3
Дрова	Дрова	—	40,0	0,6
Мазут	—	Малосернистый	3,0	0,05
Мазут	—	Сернистый	3,0	0,1
Мазут	—	Высокосернистый	3,0	0,1
Стабилизированная нефть	—	—	3,0	0,1

- * В том числе окопная группа шахт комбината «Невомосковский уголь»
- ** Не разрабатывается.
- *** Первое слагаемое — зола, второе — двуокись углерода карбонатов.
- † Теплота сгорания для сланцев без учета отрицательного теплового эффекта
- †† Для расчетов принимать как кислород.

Продолжение табл. 2.3

МАССА ТОПЛИВА						Низшая теплота сгорания, МДж/кг (ккал/кг) Q_n^p	Выход летучих на горючую массу, % V
%							
S_k^p	S_{op}^p	C^p	H^p	N^p	O^p		
0,1		24,7	2,6	1,1	15,2	8,1 (1940)	70
—		30,3	3,6	0,4	25,1	10,2 (2440)	85
0,3		84,65	11,7	0,3* ⁵		40,3 (9620)	—
1,4		83,8	11,2	0,5* ⁵		39,8 (9490)	—
2,8		83,0	10,4	0,7* ⁵		38,8 (9260)	—
2,9		81,8	11,8	0,4* ⁵		39,8 (9500)	—

$S_{ог}^r = 12,5$ %; Сафоновское шахтоуправление комбината «Тула».

разложения карбонатов.

2.4. Расчетные характеристики

Газопровод	Состав газа		газообразных топлив						Теплота сгорания низшая сухого газа Q_n^o МДж/м³ (ккал/м³)	Плотность при 0 °С и 760 мм рт. ст. ρ_r^o , кг/м³
	CH₄	C₂H₆	по объему, %							
			C₃H₈	C₄H₁₀	C₅H₁₂ и более тяжелые	N₂	CO₂	H₂S		
Природные газы										
Первомайск — Сторожевка	62,4	3,6								
Ставрополь — Москва (I нитка)	93,8	2,0	2,6	0,9	0,2	30,2	0,1	—	28,3 (6760)	0,952
Ставрополь — Москва (II нитка)	92,8	2,8	0,8	0,3	0,1	2,6	0,4	—	36,1 (8620)	0,764
Ставрополь — Москва (III нитка)	91,2	3,9	0,9	0,4	0,1	2,5	0,5	—	36,5 (8730)	0,772
Серпухов — Ленинград	89,7	5,2	1,2	0,5	0,1	2,6	0,5	—	37 (8840)	0,780
Гоголево — Полтава	85,8	0,2	1,7	0,5	0,1	2,7	0,1	—	37,4 (8940)	0,799
Рудки — Минск — Вильнюс и Рудки — Самбор	95,6	0,7	0,1	0,1	0	13,7	0,1	—	31 (7400)	0,789
Угерско — Стрый, Угерско — Львов	98,5	0,2	0,4	0,2	0,2	2,8	0,1	—	35,2 (8480)	0,740
Шебелинка — Острожжск, Шебелинка — Днепр-	92,8	3,9	0,1	0	0	1,0	0,2	—	35,2 (8480)	0,722
петровск, Шебелинка — Харьков			1,0	0,4	0,3	1,5	0,1	—	37,3 (8910)	0,781
Шебелинка — Брянск — Москва	94,1	3,1								
Кумертау — Ишимбай — Магнитогорск	81,7	5,3	0,6	0,2	0,8	1,2	—	—	37,9 (9045)	0,776
Промысловка — Астрахань	97,1	0,3	2,9	0,9	0,3	8,8	0,1	—	36,8 (8790)	0,858
Газли — Коган	95,4	2,6	0,1	0	0	2,4	0,1	—	35 (8370)	0,739
Хаджи — Абад — Фергана	85,9	6,1	0,3	0,2	0,2	1,1	0,2	—	36,6 (8740)	0,750
Джаркак — Ташкент	95,5	2,7	1,5	0,8	0,6	5,0	0,1	—	38,3 (9160)	0,832
Газли — Коган — Ташкент	94,0	2,8	0,4	0,2	0,1	1,0	0,1	—	36,7 (8760)	0,748
Ставрополь — Невинномысск — Грозный	98,2	0,4	0,4	0,3	0,1	2,0	0,4	—	36,2 (8660)	0,751
			0,1	0,1	0	1,0	0,2	—	35,6 (8510)	0,728

Газопровод	Состав газа	
	CH ₄	C ₂ H ₆
Карабулак — Грозный	68,5	14,5
Саушино — Лог — Волгоград	96,1	0,7
Коробки — Лог — Волгоград	93,2	1,9
Коробки — Жирное — Камыши	81,5	8,0
Карадаг — Тбилиси — Ереван	93,9	3,1
Бухара — Урал	94,9	3,2
Урицк — Сторожовка	91,9	2,4
Линево — Кологривовка — Вольск	93,2	2,6
Средняя Азия — Центр	93,8	3,6
Попутные газы		
Каменный Лог — Пермь	38,7	22,6
Ярино — Пермь	38,0	25,1
Кулешовка — Куйбышев	58,0	17,2
Безенчук — Чапаевск	42,7	19,6
Барса — Гельмес — Вышка — Небит — Даг	93,9	3,4
На входе в г. Краснодар, Крымск и Новороссийск	91,2	3,9

2.5. Характеристика газов

Газ	Плотность ρ, кг/м³	Нижшая теплота сгорания Q _н ^c , МДж/м³ (ккал/м³)
Метан CH ₄	0,7168	35,8(8555)
Этан C ₂ H ₆	1,356	63,8(15226)
Пропан C ₃ H ₈	2,0037	91,3(21795)
Бутан C ₄ H ₁₀	2,703	118,7(28338)
Пентан C ₅ H ₁₂	3,457	146,1(34890)
Этилен C ₂ H ₄	1,2605	59,1(14107)
Пропилен C ₃ H ₆	1,915	86,0(20541)
Бутилен C ₄ H ₈	2,503	113(27111)
Бензол C ₆ H ₆	3,482	140,4(33528)
Сероводород H ₂ S	1,539	23,4(5585)
Ацетилен C ₂ H ₂	1,160	56,0(13388)
Водяной пар H ₂ O	0,805	—
Водород H ₂	0,09	10,8(2579)
Оксид углерода CO	1,25	12,3(3018)
Углекислота CO ₂	1,964	—
Сернистый газ SO ₂	2,858	—
Кислород O ₂	1,428	—
Азот воздуха N ₂	1,251	—
Воздух	1,293	—

Примечание. Плотность дана при нормальных условиях.

Продолжение табл. 2.4

по объему, %						Теплота сгорания низшая сухого газа Q _н ^c , МДж/м³ (ккал/м³)	Плотность при 0 °С и 760 мм рт. ст. ρ _г , кг/м³
C ₂ H ₄	C ₄ H ₁₀	C ₃ H ₈ и более тяжелые	N ₂	CO ₂	H ₂ S		
7,6	3,5	1,0	3,5	1,4	—	45,8 (10950)	1,036
0,1	0,1	0	2,8	0,2	—	35,1 (8390)	0,741
0,8	0,3	0,1	3,0	0,7	—	35,8 (8560)	0,766
4,0	2,3	0,5	3,2	0,5	—	41,4 (9900)	0,901
1,1	0,3	0,1	1,3	0,2	—	37,1 (8860)	0,766
0,4	0,1	0,1	0,9	0,4	—	36,7 (8770)	0,758
1,1	0,8	0,1	3,2	0,5	—	36,5 (8710)	0,789
1,2	0,7	—	2,0	0,3	—	37 (8840)	0,782
0,7	0,2	0,4	0,7	0,6	—	37,5 (8970)	0,776
10,7	2,7	0,7	23,8	0,8	—	42,4 (10120)	1,196
12,5	3,3	1,3	18,7	1,1	—	46,9 (11200)	1,196
7,4	2,0	0,5	13,6	0,8	0,5	41,7 (9970)	1,052
12,6	5,1	1,3	16,9	1,0	0,8	47 (11220)	1,196
1,3	0,7	0,2	0,1	0,4	—	38 (9100)	0,778
2,0	0,9	0,2	—	1,8	—	38,2 (9140)	0,810

содержащаяся в продуктах сгорания, находится в парообразном состоянии, при этом теплота парообразования в котлах остается неиспользованной вследствие отсутствия конденсации ее из-за высокой температуры уходящих газов. Поэтому в тепловых расчетах принято пользоваться данными Q_н^c с учетом того, что теплота, затрачиваемая на испарение 1 кг влаги, составляет 2520 кДж/кг (600 ккал/кг).

Связь между низшей и высшей теплотой сгорания, кДж/кг (ккал/кг):

$$Q_n^p = Q_n^c - 2520W_n \text{ (или } Q_n^p = Q_n^c - 600W_n),$$

где $W_n = (9H^p + W)/100$ — содержание влаги в продуктах сгорания, кг/кг или кг/м³.

Подставив значения, получим

$$Q_n^p = Q_n^c - 2520 \left(\frac{9H^p + W^p}{100} \right) = 25,2 (9H^p + W^p), \text{ кДж/кг,}$$

или

$$Q_n^p = Q_n^c - 600 \left(\frac{9H^p + W^p}{100} \right) = 6 (9H^p + W^p), \text{ ккал/кг.}$$

При сухой или горючей массе топлива, кДж/кг или ккал/кг, соответственно

$$Q_n^c = Q_n^p \frac{100}{100 - W^p}$$

или

$$Q_n^r = Q_n^p \frac{100}{100 - W^p - A^p}.$$

Теплота сгорания газообразного топлива определяется по формуле, кДж/м³ (ккал/м³)

$$Q_n^c = 0,01 (Q_{CO} CO + Q_{H_2} H_2 + Q_{H_2S} H_2S + Q_{CH_4} CH_4 + Q_{C_2H_6} C_2H_6 + Q_{C_mH_n} C_mH_n), \quad (2.2)$$

где Q — теплота сгорания соответствующих газов (табл. 2.5); CO ; H_2 ; H_2S ; CH_4 ; C_2H_6 и т. д. — содержание горючих газов в смеси, % по объему (табл. 2.4).

2.3. МАССЫ ТОПЛИВ И ПЕРЕСЧЕТ ЭЛЕМЕНТАРНОГО СОСТАВА ТОПЛИВА

Различают следующие массы топлива.

Рабочая масса — это топливо в том виде, в каком оно поступает в котельную. Его состав выражается равенством:

$$C^p + H^p + O^p + N^p + S_l^p + A^p + W^p = 100 \, \%. \quad (2.3)$$

Сухая масса представляет собой массу топлива без влаги:

$$C^c + H^c + O^c + N^c + S_l^c + A^c = 100 \, \%. \quad (2.4)$$

Горючая масса — это условно принятая (не существующая в действительности) масса топлива без влаги, золы и сульфатной серы, которая относится к золе топлива:

$$C^r + H^r + O^r + N^r + S_l^r = 100 \, \%. \quad (2.5)$$

Органическая масса представляет собой также условную массу топлива без влаги, золы и серы:

$$C^o + H^o + O^o + N^o = 100 \, \%. \quad (2.6)$$

Аналитическая масса — это топливо в том виде, в каком оно поступает в лабораторию на химический анализ. Для анализа поступает топливо с установившейся при нормальных условиях влажностью:

$$C^a + H^a + O^a + N^a + S_l^a + A^a + W^a = 100 \, \%. \quad (2.7)$$

В уравнениях C , H , O , N , S , A и W обозначают процентное содержание углерода, водорода, кислорода, азота, серы, золы и влаги соответственно в рабочей, сухой, горючей, органической и аналитической массе топлива.

Пересчет состава топлива из одной массы в другую производится с помощью коэффициентов, приведенных в табл. 2.6.

2.4. РАСЧЕТ СРЕДНЕГО ЭЛЕМЕНТАРНОГО СОСТАВА СМЕСИ ТОПЛИВ

При одновременном сжигании двух различных топлив необходимо знать количество каждого вида топлива и их элементарные составы. Вначале определяются массовые доли каждого топлива в смеси, затем по элементарному составу и массовым долям — элементарный состав смеси. Далее расчет ведется, как при применении одного вида топлива. При сжигании газа в смеси делается перерасчет элементарного состава с объемных долей на массовые.

Средний элементарный состав смеси двух видов твердого топлива, %, определяется по следующим формулам:

$$C^p = C_1^p \Gamma + C_2^p (1 - \Gamma)$$

$$H^p = H_1^p \Gamma + H_2^p (1 - \Gamma);$$

$$S^p = S_1^p \Gamma + S_2^p (1 - \Gamma);$$

$$O^p = O_1^p \Gamma + O_2^p (1 - \Gamma);$$

$$N^p = N_1^p \Gamma + N_2^p (1 - \Gamma);$$

$$A^p = A_1^p \Gamma + A_2^p (1 - \Gamma);$$

$$W^p = W_1^p \Gamma + W_2^p (1 - \Gamma),$$

где C_1^p , H_1^p , S_1^p , O_1^p , N_1^p , A_1^p , W_1^p и C_2^p , H_2^p , S_2^p , O_2^p , N_2^p , W_2^p — содержание углерода, водорода, кислорода, азота, серы, золы и влаги соответственно в первом и втором видах топлива.

2.6. Коэффициенты K для пересчета

Заданная масса топлива	Искомая масса		
	рабочая	горючая	аналитическая
Рабочая	1	$\frac{100}{100 - W^p - A^p}$	$\frac{100 - W^a}{100 - W^p}$
Горючая	$\frac{100 - W^p - A^p}{100}$	1	$\frac{100 - W^a - A^a}{100}$
Аналитическая	$\frac{100 - W^p}{100 - W^a}$	$\frac{100}{100 - W^a - A^a}$	1
Сухая	$\frac{100 - W^p}{100}$	$\frac{100}{100 - A^c}$	$\frac{100 - W^a}{100}$
Органическая	$\frac{100 - W^p - A^p - S_l^p}{100}$	$\frac{100 - S_l^r}{100}$	$\frac{100 - W^a - A^a - S_l^a}{100}$

состава топлива

топлива	
сухая	органическая
$\frac{100}{100 - W^p}$	$\frac{100}{100 - W^p - A^p - S_l^p}$
$\frac{100 - A^c}{100}$	$\frac{100}{100 - S_l^r}$
$\frac{100}{100 - W^a}$	$\frac{100}{100 - A^a - W^a - S_l^a}$
1	$\frac{100}{100 - A^c - S_l^c}$
$\frac{100 - A^c - S_l^c}{100}$	1

да, серы, кислорода, азота, воды и влаги соответственно в одном и другом видах топлива;

$$\Gamma = B_1 / (B_1 + B_2)$$

— массовая доля топлива; B_1 — масса одного вида топлива в смеси, кг; B_2 — масса другого вида топлива в смеси, кг.

Теплота сгорания смеси двух твердых топлив или твердого и жидкого, кДж/кг (ккал/кг)

$$Q_n^p = Q_{n1}^p \Gamma + Q_{n2}^p (1 - \Gamma),$$

где Q_{n1}^p , Q_{n2}^p — теплота сгорания каждого топлива.

Теплота сгорания смеси жидкого или твердого топлива с газообразным:

$$Q_n^p = Q_{n1}^p \Gamma + Q_n^c \Gamma_r / [\rho_r^c + 0,001 (d_r + d_p)],$$

где Γ_r — массовая доля газообразного топлива; ρ_r^c — плотность сухого газа, кг/м³; d_r — содержание твердых частиц (пыли) в газе, кг/м³; d_p — содержание влаги в газе, г/м³.

При расчете смеси топлив, когда сжигается твердое или жидкое топливо с газообразным, делается пересчет состава топлива в объемных долях на массовые по следующим формулам:

$$C = 0,54 (CO + CH_4 + CO_2 + m (C_m H_n)) / G;$$

$$H = (0,09 H_2 + 0,18 CH_4 + 0,045 n (C_m H_n)) / G;$$

$$S = 1,43 (SO_2 + H_2 S) / G;$$

$$O = (0,715 CO + 1,44 CO_2 + 1,429 O_2) / G;$$

$$N = 1,25 N / G;$$

$$A^p = 0,1 d_r / G;$$

$$W^p = 0,1 d_p / G,$$

где CH_4 — метан; m — количество атомов водорода; n — количество атомов углерода; $C_m H_n$ — углеводороды;

$$G = \rho_r^c + 0,001 d_p$$

— масса 1 м³ газообразного топлива (сухого газа и водяных паров), кг/м³; $H_2 S$ — сероводород.

Если известен состав горючей массы топлива, можно найти элементарный состав рабочего топлива, %, по следующим формулам (табл. 2.6):

$$C^p = C^r \frac{100 - W^p - A^p}{100};$$

$$H^p = H^r \frac{100 - W^p - A^p}{100};$$

$$N^p = N^r \frac{100 - W^p - A^p}{100} \text{ и т. д.}$$

Пересчет элементарного состава топлива, %, с одной влажности W_1^p на другую W_2^p производится по формулам:

$$C_2^p = C_1^p \frac{100 - W_2^p}{100 - W_1^p};$$

$$H_2^p = H_1^p \frac{100 - W_2^p}{100 - W_1^p};$$

$$N_2^p = N_1^p \frac{100 - W_2^p}{100 - W_1^p} \text{ и т. д.}$$

Аналогично производится перерасчет, %, элементарного состава зольности с A_1^p на A_2^p или серы с S_1^p на S_2^p . Например,

$$C_2^p = C_1^p \frac{100 - A_2^p}{100 - A_1^p};$$

$$C_2^p = C_1^p \frac{100 - S_2^p}{100 - S_1^p} \text{ и т. д.}$$

При проведении режимно-наладочных испытаний котлов лабораторией обычно определяется влажность топлива W^p и W^a , зольность A^p и A^c , содержание серы S_n^a и теплота сгорания Q_n^p .

В табл. 2.7 приведены допустимые отклонения данных лабораторного анализа, при больших допусках делается перерасчет элементарного состава и теплотворной способности топлива.

2.7. Допустимые отклонения элементарного состава твердых топлив

Показатель	Допустимые отклонения		
	Тощие угли и антрациты	Каменные угли	Бурные угли и торф
Влажность рабочей массы W^p , %	2	3	4
Зольность сухой массы A^c , %	8	9	10
Содержание горючей массы, %:			
углерода C^p	8	7	6
водорода H^p		0,8	
кислорода O^p		2,5	
серы S_n^p	Без ограничений		
Теплота сгорания низшая Q_n^p , кДж/кг (ккал/кг)	1 (240)	0,9 (210)	0,7 (180)

Пример 2.1. Пусть дан уголь Ново-Волынского бассейна марки Г. При балансовом испытании котла пробы отбирались из топливных бункеров. При лабораторном анализе определены следующие пока-

затели: влажность рабочая W^P — 8,98 %; влажность аналитическая W^a — 0,63 %; зольность рабочая A^P — 26,84 %; зольность на сухую массу A^c — 29,49 %; сера аналитическая S^a — 6,13 %; теплота сгорания Q_H^P — 19360 кДж/кг (4624 ккал/кг); Q_H^c — 30397 кДж/кг (7260 ккал/кг).

Требуется определить элементарный состав пробы угля.

По таблице расчетных характеристик топлива находим состав угля Ново-Волынского бассейна по горючей массе:

$$C^r = 79,5 \% ; H^r = 5,2 \% ; N^r = 1,3 \% ; O^r = 10,6 \% ; S_L^r = 3,4 \% .$$

Производим пересчет элементарного состава топлива по измененной сере топлива.

Коэффициент пересчета аналитической массы в горючую

$$K = \frac{100}{100 - W^a - A^a} ,$$

$$\text{где } A^a = A^c \frac{100 - W^a}{100} = 29,49 \frac{100 - 0,63}{100} = 29,3 - \text{зольность}$$

топлива аналитическая, %.

После подстановки значений получим

$$K = \frac{100}{100 - 0,63 - 29,3} = 1,42 .$$

Сера горючая

$$S_L^r = 6,13 \cdot 1,42 = 8,7 \% .$$

Коэффициент пересчета на изменение %-ного содержания серы:

$$K_s = \frac{100 - S_L^r}{100 - S_L^r} = \frac{100 - 8,7}{100 - 3,4} = 0,945 .$$

Элементарный состав топлива выразится:

$$C^r = 79,5 \cdot 0,945 = 75,14 \% ;$$

$$H^r = 5,2 \cdot 0,945 = 4,91 \% ;$$

$$N^r = 1,3 \cdot 0,945 = 1,24 \% ;$$

$$O^r = 10,6 \cdot 0,945 = 10,01 \% ;$$

$$S_L^r = 8,7 \cdot 0,945 = 8,7 \% .$$

Итого: 100 %

Проверяем теплоту сгорания рабочего топлива:

$$Q_H^r = \frac{(Q_H^P + 25,2 W^P) 100}{100 - (W^P + A^P)} + 226,8 H^r = \frac{(19360 + 25,2 \cdot 8,98) 100}{100 - (8,98 + 26,84)} + 226,8 \cdot 4,91 = 31636 \text{ кДж/кг} ;$$

$$Q_H^r = \frac{(Q_H^P + 6 W^P) 100}{100 - (W^P + A^P)} + 54 H^r = \frac{(4624 + 6 \cdot 8,98) 100}{100 - (8,98 + 26,84)} + 54 \cdot 4,91 = 7554 \text{ ккал/кг} .$$

Теплотворная способность по формуле Менделеева:

$$Q_H^r = 340 C^r + 1030 H^r - 109 (O^r - S_L^r) = 340 \cdot 75,14 + 1030 \cdot 4,91 - 109 (10,01 - 8,7) = 30748 \text{ кДж/кг} ;$$

$$Q_H^r = 81 C^r + 246 H^r - 26 (O - S_L) = 81 \cdot 75,14 + 246 \cdot 4,91 - 26 (10,01 - 8,7) = 7260 \text{ ккал/кг} .$$

$$\text{Разность } Q_H^r - Q_H^c = 31636 - 30462 = 1174 \text{ кДж/кг, или } 7554 - 7260 = 294 \text{ ккал/кг} .$$

Согласно нормам теплового расчета расхождения Q_H^r и Q_H^c не должны превышать 628 кДж/кг (150 ккал/кг) для топлив зольностью $\leq 25 \%$ и 838 кДж (200 ккал/кг) — для топлив с $A^c > 25 \%$. Эти расхождения при $A^c < 25 \%$ могут быть как отрицательными, так и положительными. При $A^c > 25 \%$ $Q_H^r > Q_H^c$. В нашем случае при $A^c = 29,49 \%$ необходимо делать перерасчет.

Увеличиваем на 0,6 % количество водорода и соответственно уменьшаем количество кислорода, получим элементарный состав на горючую массу

$$C^r = 75,14 \% ;$$

$$H^r = 5,51 \% ;$$

$$N^r = 1,24 \% ;$$

$$O^r = 9,41 \% ;$$

$$S_L^r = 8,7 \% ;$$

Итого: 100 %

После изменения элементарного состава получим

$$Q_H^r = \frac{(19360 + 25,2 \cdot 8,98) 100}{100 - (8,98 + 26,84)} + 226 \cdot 5,51 = 31767,6 \text{ кДж/кг} ;$$

$$Q_H^r = 340 \cdot 75,14 + 1030 \cdot 5,51 - 109 (9,41 - 8,7) = 32145 \text{ кДж/кг} .$$

$$\text{Разность } Q_H^r - Q_H^c = 32145 - 31767 = 378 \text{ кДж/кг} .$$

Производим пересчет элементарного состава с горючей массы топлива на рабочую.

Коэффициент пересчета, %

$$K = \frac{100 - W^P - A^P}{100} = \frac{100 - 26,84 - 8,98}{100} = 0,6418$$

$$C^r = 75,14 \cdot 0,6418 = 48,22 \% ;$$

$$H^r = 5,51 \cdot 0,6418 = 3,53 \% ;$$

$$N^r = 1,24 \cdot 0,6418 = 0,79 \% ;$$

$$O^r = 9,41 \cdot 0,6418 = 6,16 \% ;$$

$$S^r = 8,7 \cdot 0,6418 = 5,58 \% ;$$

$$W^r = \dots = 8,98 \% ;$$

$$A^r = \dots = 26,84 \% ;$$

Итого: 100 %

Глава 3 ДУТЬЕВОЙ ВОЗДУХ И ПРОДУКТЫ СГОРАНИЯ

3.1. РАСХОД ВОЗДУХА НА ГОРЕНИЕ И КОЛИЧЕСТВО ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ТВЕРДЫХ И ЖИДКИХ ТОПЛИВ

Горение топлива — это процесс химического соединения горючего вещества топлива с кислородом воздуха с выделением теплоты.

Количество воздуха, необходимого для горения топлива, определяют по элементарному составу рабочей массы его. При этом все расчеты объемов и теплосодержания воздуха и продуктов сгорания ведутся на 1 кг твердого или жидкого топлива и на 1 м³ газообразного топлива.

При обработке материалов режимно-наладочных испытаний и при практических расчетах объемы (массы) воздуха и продуктов сгорания твердых и жидких топлив определяют по приведенным ниже формулам.

Теоретическое количество сухого воздуха, м³/кг, необходимое для полного сгорания 1 кг топлива при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$, определяется по следующей формуле:

$$V^0 = 0,0889 (K^P + 0,265H^P - 0,0333O^P) A, \quad (3.1)$$

где $K^P = C^P + 0,375S_n^P$.

Поправочный коэффициент на механическую неполноту сгорания топлива

$$A = (100 - q_4)/100.$$

В общем виде формула (3.1) может быть записана

$$V^0 = 0,0889 [(C^P + 0,375S_n^P) + 0,265H^P - 0,0333O^P] A. \quad (3.2)$$

Теоретическое количество сухого воздуха, необходимое для сжигания 1 кг топлива по массе, кг/кг,

$$L_o^c = 0,115 [(C^P + 0,375S_n^P) + 0,342H^P - 0,0431O^P] A. \quad (3.3)$$

В процессе горения топлива образуются газообразные продукты сгорания — дымовые газы, в состав которых при полном сгорании входят углекислый газ CO₂, сернистый газ SO₂, кислород O₂, азот N₂ и водяные пары H₂O. При неполном сгорании топлива, происходящем главным образом при недостатке воздуха и плохом перемешивании топлива с воздухом, в дымовых газах, кроме указанных составляющих, могут быть еще горючие газы: окись углерода CO, а иногда водород H₂ и метан CH₄.

Полный объем продуктов сгорания на 1 кг топлива при наличии CO, м³/кг.

$$V_r = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{CO} + V_{O_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}$$

или в процентах по объему, %

$$CO_2 + SO_2 + CO + O_2 + N_2 + H_2O = 100,$$

где V_{CO₂}, V_{SO₂}, V_{CO} и т. д. — объемы соответствующих газов в продуктах сгорания, получаемых при сжигании 1 кг топлива, м³/кг.

При полном сгорании топлива в указанных равенствах CO = 0. Для удобства подсчетов объем дымовых газов разделяют на объем сухих газов V_{с.г} и объем водяных паров V_{в.п}:

$$V_p = V_{с.г} + V_{в.п}.$$

При этом объем и состав сухих газов выражается следующим образом:

$$V_{с.г} = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{CO} + V_{N_2} + V_{O_2}.$$

Обычно состав трехатомных газов CO₂ и SO₂ условно принято обозначать общей величиной RO₂, %:

$$RO_2 = CO_2 + SO_2.$$

Это объясняется тем, что на практике при определении состава продуктов сгорания с помощью газоанализатора газы CO₂ и SO₂ поглощаются одновременно и одним и тем же веществом.

Продукты полного сгорания жидкого и твердого топлива при $\alpha = 1$ состоят из сухих газов и водяных паров, м³/кг:

$$V_r^0 = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0, \quad (3.4)$$

где

$$V_{RO_2}^0 = V_{CO_2} + V_{SO_2} = 1,866K^P/100$$

— трехатомные газы углерода и серы;

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,008N^P$$

— азот топлива и азот, содержащийся в дутьевом воздухе, м³/кг; 0,79 — содержание азота в воздухе по объему; 0,008 — объем азота, выделившегося из топлива;

$$V_{H_2O}^0 = 0,111H^P + 0,0124W^P + 0,0161V^0 + 1,24G_p$$

— водяной пар, получаемый при окислении водорода топлива, пар при испарении влаги из топлива, а также вносимый влажным воздухом и паровыми форсунками, м³/кг; V⁰ — теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 кг топлива в кг; G_p — масса пара от паровых форсунок, кг.

Сухие газы V_{с.г} состоят из трехатомных V_{RO₂} и двухатомных V_{N₂}. При коэффициенте избытка воздуха $\alpha > 1$ объем дымовых газов, м³/кг,

$$V_r = V_r^0 + 1,016 (\alpha - 1) V^0. \quad (3.5)$$

Объем сухих продуктов сгорания на 1 кг топлива при неполном сгорании, м³/кг,

$$V_{с.г} = 1,86K^P A / (RO_2 + CO + CH_4 + 2C_mH_n), \quad (3.6)$$

где 1,86 — коэффициент на полное сжигание 1 кг углерода в CO₂.

При наличии в продуктах сгорания только трехатомных газов и CO, м³/кг,

$$V_{с.г} = 1,86K^P A / (RO_2 + CO). \quad (3.7)$$

Объем сухих газов при полном сгорании, м³/кг,

$$V_{с.г} = 1,86K^P A / RO_2. \quad (3.8)$$

Энтальпия J^0/J^0 при температуре, °C

Теоретический объем, м³/кг

в рас-

м³/кг

3.1. Объемы воздуха и продуктов сгорания и их энтальпия от 100 до 500 °C на 1 кг твердых и жидких топлив при $\alpha = 1$

3.1. Объемы воздуха и продуктов сгорания и их энтальпия от 100 до 500 °С на 1 кг твердых и жидких топлив при $\alpha = 1$

Бассейн, месторождение, марка топлива	Класс или продукт обогатления	Теоретический рас- ход воздуха, $V_{O_2}^0$, м³/кг	Теоретический объем, м³/кг				Энтальпия $J_{T/J}^0$ при температуре, °С					
			CO_2	N_2	H_2O	SO_2	100		200		300	
			ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг

Твердое топливо
Уголь

Донецкий, Д	Р	5,16	0,94	4,08	0,64	5,67	787,7	188	1596	381	2425	579	3285	784	4165	994
—	Отсев	4,78	0,86	3,78	0,63	5,27	683,0	163	1374	328	2078	496	2799	668	3532	843
Г	Р	5,83	1,05	4,61	0,61	6,28	733,2	175	1483	354	2258	539	3054	729	3871	924
—	Отсев	5,19	0,94	4,11	0,6	5,65	633	151	1274	304	1927	460	2589	618	3272	781
Т	Пром- продукт	4,66	0,84	3,69	0,53	5,06	871	208	1764	421	2682	640	3628	866	4605	1099
	Р	6,43	1,19	5,09	0,51	6,79	771	184	1554	371	2351	561	3159	754	3989	952
							784	187	1588	379	2413	576	3268	780	4144	989
							687	164	1383	330	2091	499	2816	672	3553	848
							704	168	1425	340	2166	517	2929	699	3716	887
							616	147	1244	297	1881	449	2526	603	3193	762
							937	224	1906	455	2895	691	3918	935	4973	1187
							851	203	1714	409	2593	619	3486	832	4404	1051

А	Ш, СШ	6,04	1,2	4,78	0,34	6,32	876	209	1776	424	2702	645	3658	873	4642	1108
ПА	Р, отсев	6,64	1,26	5,25	0,46	6,97	800	191	1609	384	2434	581	3276	792	4135	987
Ж, К, ОС	Пром- продукт	4,77	0,87	3,78	0,51	5,16	964	230	1957	467	2975	710	4031	962	5112	1220
Кузнецкий, Д	Р, СШ	6,02	1,1	4,77	0,71	6,58	880	210	1768	422	2677	639	3599	859	4546	1085
Г	Р, СШ	6,88	1,24	5,45	0,74	7,42	716	171	1450	346	2204	526	2979	711	3779	902
	Р, окис- ленный	6	1,11	4,75	0,71	6,58	633	151	1295	309	1923	459	2589	618	3268	780
Грамотейнский, Бай- даевский, Колмотор- ский углеразрезы Краснослободский, Красногорский, Лист- вянский углеразрезы, Т	Р	6,54	1,23	5,18	0,56	6,97	1026	245	2078	496	3163	755	4282	1022	5430	1296
Карагандинский, К	Р	5,6	1,03	4,43	0,56	6,02	909	217	1831	437	2765	660	3721	888	4701	1122
К	Пром- продукт	4,32	0,79	3,41	0,49	4,7	913	218	1852	442	2816	672	3813	910	4856	1159
Экибастузский, разрезы 1, 2, 3, СС	Р	4,42	0,77	3,33	0,46	4,56	796	190	1600	382	2417	577	3226	770	4106	980
Разрез 5/6, СС	Р	4,2	0,77	3,33	0,46	4,56	968	231	1961	468	2979	711	4031	962	5116	1221
							867	207	1743	416	2635	629	3549	847	4479	1069
							834	199	1688	403	2568	613	3477	830	4412	1053
							741	177	1492	356	2258	539	3038	725	3838	916
							637	152	1290	308	1961	468	2656	634	3369	804
							574	137	1152	275	1743	416	2346	560	2962	707
							666	159	1349	322	2049	489	2774	662	3519	840
							586	140	1177	281	1739	415	2397	572	3025	722
							633	151	1282	306	1952	466	2639	630	3352	800
							557	133	1119	267	1693	404	2279	544	2878	687

Продолжение табл. 3.1

Бассейн, месторождение, марка топлива	Класс или продукт обогащения	Теоретический рас- ход воздуха V_0 , м ³ /кг	Теоретический объем, м ³ /кг				Энтальпия $J_T J_0^0$ при температуре, °C									
			V_{O_2}	V_{H_2O}	V_{CO_2}	V_{H_2}	100		200		300		400		500	
							ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг
Куучекинское, СС	Р	4,3	0,8	3,41	0,44	4,65	641 570	1315 1148	314 274	1985 1735	474 414	2690 2334	642 557	3410 2945	814 703	
Ленгерское, БЗ	Р, отсев	4,22	0,85	3,49	0,72	5,06	1433 1177	2178 1781	520 425	2950 2392	704 571	3742 3025	893 722	4546 3666	1085 875	
Подмосковный бассейн, Б2	Р, ОМСШ	2,94	0,55	2,33	0,69	3,57	498 389	1013 783	242 187	1542 1186	368 283	2086 1592	498 380	2644 2011	631 480	
Трест «Черепеть- уголь», Б2	Р, ОМСШ	2,65	0,5	2,1	0,67	3,27	461 352	930 708	222 169	1412 1068	337 255	1915 1437	457 343	2426 1818	579 434	
Львовско-Волынский Волынский, Г	Р	5,75	1,05	4,55	0,63	6,23	863 762	1751 1533	418 366	2665 2317	636 553	3607 3117	861 744	4575 3938	1092 940	
Мепереченское, Г	Р	5,66	1,02	4,48	0,59	6,09	846 750	1709 1508	408 360	2602 2283	621 545	3519 3071	840 733	4466 3875	1066 925	
Бабавское, Б1	Р	2,65	0,48	2,09	1,01	3,58	507 352	938 704	244 168	1554 1064	371 254	2102 1432	502 342	2669 1810	637 432	
Кизеловское, Г	Р, отсев	5,33	0,95	4,22	0,56	5,73	792 708	1609 1420	384 339	2442 2149	583 513	4194 3653	1001 872	5099 4433	1217 1058	

Р	Пром- продукт	4,21	0,76	3,33	0,47	4,56	633 557	1282 1123	306 268	1948 1697	465 405	2635 2283	629 545	3343 2883	798 688	
Челябинский, БЗ	Р, МСШ	3,74	0,7	2,96	0,59	4,26	595 494	1202 997	287 238	1831 1508	437 360	2476 2028	591 484	3142 2560	750 611	
Егоршинское, ПА	Р	5,9	1,13	4,67	0,47	6,27	1764 1571	2681 2380	640 568	3628 3201	866 764	4605 4043	1099 965	5593 4902	1335 1170	
Волчанское, БЗ	Р	2,73	0,54	2,16	0,57	3,27	930 729	1412 1102	337 263	1910 1479	456 353	2426 1869	579 446	2950 2267	704 541	
Веселовское, Богословское, БЗ	Р	2,86	0,56	2,27	0,6	3,43	482 377	972 762	232 182	1479 1156	353 276	2001 1554	478 371	2543 1961	607 468	

Сланцы горючие

Шахта «Виконд» (Эстония)	—	2,89	0,53	2,29	0,55	3,37	469 381	955 771	228 184	1450 1165	346 278	1961 1567	468 374	2489 1981	594 473	
Разрез № 1	—	2,49	0,48	1,97	0,49	2,94	415 331	838 662	200 158	1274 1005	304 240	1718 1349	410 322	1982 1705	521 407	
Ленинградская обл.	Круп- ность средняя	2,51	0,48	1,98	0,48	2,94	410 331	834 670	199 160	1269 1010	303 241	1718 1362	410 325	2179 1718	520 410	
Каширское (Куубышевская обл.)	То же	1,65	0,33	1,3	0,44	2,07	293 218	591 440	141 105	901 662	215 158	1215 892	290 213	1546 1127	369 269	

Торф

Торф фрезерный	Круп- ность средняя	2,38	0,48	1,89	0,95	3,3	465 314	947 633	226 151	1437 959	343 229	1948 1290	465 308	2468 1630	589 389	
----------------	---------------------------	------	------	------	------	-----	------------	------------	------------	-------------	------------	--------------	------------	--------------	------------	--

Продолжение

Бассейн, месторождение, марка топлива	Класс или продукт обогащения	Теоретический рас- ход воздуха V_0 , м ³ /кг	Теоретический объем, м ³ /кг				Энтальпия $J_T J_0^0$ при температуре, °C									
			V_{O_2}	V_{H_2O}	V_{CO_2}	V_{H_2}	100		200		300		400		500	
							ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг

Круп- ноств средняя	2,38	0,48	1,89	0,95	3,3	465	111	947	226	1437	343	1948	465	2468	589
						314	75	633	151	959	229	1290	308	1630	389

Бассейн, месторождение, марка топлива	Класс или продукт обогащения	Теоретический рас- ход воздуха V_0 , м³/кг	Теоретический объем, м³/кг				Энтальпия J_0^0, J_0^0 при температуре, °C									
			V_{O_2}	V_{N_2}	V_{H_2O}	V_{CO_2}	100		200		300		400		500	
							кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг

Дрова

Дрова	2,81	0,57	2,23	0,95	3,75	528	126	1068	255	1626	388	2200	525	2795	667
						373	89	750	179	1135	271	1525	364	1927	460

Жидкое топливо

Мазут	Мало-сернистый	10,62	1,58	8,39	1,51	11,48	1588	379	3184	766	4873	1163	6591	1573	8355	1994
							1408	336	2832	676	4282	1022	5761	1375	7274	1736
	Серни-стый	10,45	1,57	8,25	1,45	11,28	1558	372	3151	752	4785	1142	6473	1545	8204	1958
							1382	330	2782	664	4211	1005	5661	1351	7152	1707
Стабилизированная нефть	Высоко-сернистый	10,2	1,57	8,06	1,36	10,99	1517	362	3071	733	4667	1114	6310	1506	7998	1909
							1349	322	2719	649	4114	982	5531	1320	6985	1667
		10,48	1,55	8,28	1,52	11,35	1567	374	3172	757	4814	1149	6511	1554	8250	1969
							1387	331	2795	667	4223	1008	5681	1356	7177	1713

Количество водяных паров в уходящих газах на 1 кг топлива (при $H_2 = CH_4 = CO = 0$), м³/кг,

$$V_{в.п} = 0,0124 (9H^p + W^p + W^A), \quad (3.9)$$

где

$$W^A = 0,1\alpha L_0 d_v + 100W_\phi$$

— масса влаги, вносимой в топку с воздухом и паровым дутьем; $L_0 = L_0^0 (1 + 0,001d_v)$ — расход влажного воздуха, кг/кг; d_v — влагосодержание воздуха принимается в среднем 8 — 12 г на 1 кг сухого воздуха или определяется психрометром; W_ϕ — влага, вносимая паром при паровом дутье в топку, принимается при паромазутных форсунках 0,3—0,4 кг пара на 1 кг топлива, паромеханических — 0,03—0,04.

Объемы воздуха и продуктов сгорания для твердых и жидких топлив при $\alpha = 1$ приведены в табл. 3.1. При наличии в продуктах сгорания H_2 и CH_4 объем водяных паров, м³/кг

$$V_{в.п} = 0,0124 \{9H^p + 9K^p + (0,09H_2 + 0,18CH_4)/[0,54(R_{O_2} + CO + CH_4)] + W^p = W^A\}. \quad (3.10)$$

3.2. РАСХОД ВОЗДУХА НА ГОРЕНИЕ И КОЛИЧЕСТВО ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Объем воздуха, теоретически необходимого для полного сжигания 1 м³ сухого газообразного топлива при 0 °C и 760 мм рт. ст., м³/м³, подсчитывается по формуле

$$V^0 = 0,0476 \left[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + 2CH_4 + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right], \quad (3.11)$$

где CO ; H_2 ; H_2S ; CH_4 и т. д. — содержание отдельных компонентов в смеси, %; m и n — числа атомов химических веществ в формуле предельных углеводородов.

Объем сухих продуктов сгорания при неполном сгорании, м³/м³,

$$V_{с.г} = \frac{CO_2 + CO + CH_4 + H_2S + \sum m C_m H_n}{CO_2 + CO' + CH_4' + SO_2' + \sum m C_m H_n'}, \quad (3.12)$$

где CO_2 ; CO ; CH_4 ; H_2 и др. — содержание компонентов в топливе, %; CO_2' ; CO' ; CH_4' ; SO_2' и др. — содержание компонентов в дымовых газах, %.

Объем сухих трехатомных газов, м³/м³,

$$V_{RO_2} = 0,01 (CO_2 + SO_2 + CO + H_2S + CH_4 + \sum m C_m H_n). \quad (3.13)$$

Объем водяных паров в продуктах сгорания при $\alpha = 1$, м³/м³,

$$V_{в.п}^0 = 0,01 \left(H_2 + H_2S + 2CH_4 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124d_r \right) + 0,016V^0, \quad (3.14)$$

где d_r — влагосодержание газа, г/м³.

3.2. Объемы воздуха и продуктов сгорания и их энтальпия от 100 до 500 °C на 1 м³ природных газов при $\alpha = 1.0$; 0 °C и 760 мм рт. ст.

Газопровод	Теоретический рас- ход воздуха, м³/м³	Теоретический объем, м³/м³				Энтальпия J_0, J_B при температуре, °C									
		V_{O_2}	V_{H_2O}	V_{N_2}	V_{CO_2}	100		200		300		400		500	
		кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг
Первомайск—Сторожовка	7,51	0,82	6,24	1,64	8,7	1198	286	2417	577	3662	874	4948	1181	6268	1496
Ставрополь—Москва (1-я нитка)	9,58	1,02	7,6	2,14	10,76	1483	354	2996	715	4546	1085	6138	1465	7772	1855
Ставрополь—Москва (2-я нитка)	9,68	1,04	7,67	2,16	10,86	1269	303	2556	610	3863	922	5195	1240	6561	1566
Ставрополь—Москва (3-я нитка)	9,81	1,06	7,78	2,18	10,01	1500	358	3025	722	4600	1098	6176	1474	7848	1873
Серпухов—Ленинград	10,0	1,08	7,93	2,21	11,22	1282	306	2577	615	3901	931	5246	1252	6624	1581
Гоголево —Полтава	8,26	0,87	6,66	1,86	9,39	1517	362	3062	731	4646	1109	6281	1499	7952	1898
Рудки—Минск—Вильнюс и Рудки—Самбор	9,45	1,0	7,49	2,12	10,62	1299	310	2614	624	3955	944	5317	1269	6716	1603
Угерско—Стрий, Угерско—Гнездици—Киев, Угерско—Львов	9,43	0,99	7,46	2,13	10,59	1546	369	3121	745	4735	1130	6398	1527	8103	1934
						1324	316	2665	636	4031	962	5422	1294	6850	1635
						1093	309	2610	623	3959	945	5351	1277	6775	1617
						1462	349	2954	705	4483	1070	6054	1445	7668	1830
						1253	299	2518	601	3809	909	5124	1223	6469	1544
						1458	348	2945	703	4471	1067	6038	1441	7647	1825
						1248	298	2514	600	3804	908	5116	1221	6461	1542

Шебелинка—Брянск—Москва	9,98	1,07	7,9	2,22	11,19	1542	368	3113	743	4722	1127	6381	1523	8078	1928
Брянск—Москва	9,91	1,06	7,84	2,2	11,11	1320	315	2660	635	4022	960	5371	1281	6834	1631
Шебелинка—Острогожск, Шебелинка—Днепропетровск, Шебелинка—Харьков	9,96	1,07	7,88	2,21	11,11	1553	366	3092	738	4638	1119	6335	1512	8019	1914
Кумертау—Ишимбай—Магнитогорск	9,74	1,06	7,79	2,13	10,98	1311	312	2640	630	3993	953	5371	1282	6784	1619
Промысловка—Астрахань	9,32	0,98	7,38	2,11	10,47	1537	367	3109	742	4714	1125	6369	1520	8061	1924
Газли—Коган	9,72	1,04	7,96	2,18	10,91	1320	315	2652	633	4014	958	5401	1289	6821	1628
Хаджи—Абад—Фергана	10,03	1,09	7,97	2,2	11,26	1512	361	3054	729	4634	1106	6260	1494	7927	1892
Джаркарк—Ташкент	9,74	1,04	7,7	2,18	10,92	1290	308	2598	620	3926	937	5283	1261	6770	1592
Газли—Коган—Ташкент	9,64	1,03	7,64	2,16	10,83	1445	345	2912	695	4420	1055	5971	1425	7559	1804
Ставрополь—Невинномыск—Грозный	9,47	1,0	7,49	2,14	10,63	1232	294	2484	593	3916	896	5053	1206	6381	1523
Каробулак—Грозный	12,21	1,41	9,68	2,54	13,63	1504	359	3033	724	4584	1094	6218	1484	7668	1830
Саушинс—Лот—Вол оград	9,32	0,98	7,39	2,1	10,48	1286	307	2589	618	3922	936	5271	1258	6448	1539
						1311	317	2673	638	4043	965	5434	1297	6863	1638
						1492	359	3038	725	4609	1100	6226	1486	7885	1882
						1290	308	2594	619	3926	937	5279	1260	6666	1591
						1492	356	3013	719	4567	1090	6172	1473	7814	1865
						1278	305	2568	613	3888	928	5229	1248	6599	1575
						1466	350	2953	706	4487	1071	6059	1446	7676	1832
						1253	299	2522	602	3817	911	5133	1225	6482	1547
						1881	449	3796	906	5761	1375	7781	1857	9855	2352
						1617	386	3256	777	4923	1175	6620	1580	8359	1995
						1445	345	2916	696	4420	1055	5975	1426	7563	1805
						1236	295	2485	593	3758	897	5053	1206	6381	1523

Продолжение табл. 3.2

Теоретический объем, м³/м³	Энтальпия J_0, J_B при температуре, °C				
	100	200	300	400	500

Продолжение табл. 32

Газопровод	Теоретический рас- ход воздуха V_0 , м ³ /ч	Теоретический объем, м ³ /ч				Энтальпия J_0^0/J_B при температуре, °C									
		V_{O_2}	V_{N_2}	V_{H_2O}	V_T	100		200		300		400		500	
						кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг
Коробки—Лог—Волгоград	9,51	1,02	7,54	2,13	10,69	1475	352	2975	710	4513	1077	6086	1455	7718	1842
						1261	301	2535	605	3884	915	5158	1231	6511	1554
Коробки—Жирное—Калыши	10,95	1,22	8,68	2,35	12,25	3410	814	5175	1235	6989	1668	8849	2112	10747	2565
						2916	696	4412	1053	5933	1416	7496	1789	9088	2169
Карадаг—Тбилиси—Ереван	9,85	1,05	7,79	2,19	11,04	1521	363	3071	733	4663	1113	6297	1503	7973	1903
						1303	311	2623	626	3968	947	5338	1274	6742	1609
Бухара—Урал	9,73	1,04	7,7	2,28	10,91	1504	359	3038	725	4609	1100	6222	1485	7881	1881
						1290	308	2597	619	3922	936	5275	1259	6662	1590
Урцик—Сторожовка	9,7	1,04	7,7	2,16	10,89	1500	358	3029	723	4596	1097	6209	1482	7865	1877
						1282	306	2585	617	3909	933	5258	1255	6637	1584
Линеве—Кологривовка—Вольск	9,81	1,05	7,77	2,18	11,0	1517	362	3063	731	4646	1109	6067	1448	7944	1896
						1307	312	2631	628	3980	950	5355	1278	6762	1614
Средняя Азия—Центр	9,91	1,07	7,84	2,21	11,11	1534	366	3092	738	4688	1119	6335	1512	8024	1915
						1311	313	2640	630	3993	953	5371	1282	6783	1619
Игрым—Пунча—Серов— Нижний Тагил	9,68	1,03	7,66	2,17	10,86	1486	357	3021	721	4584	1094	6193	1478	7839	1871
						1282	306	2581	616	3901	931	5250	1253	6628	1582
Оренбург—Совхозное	10,05	1,08	7,94	2,23	11,25	1550	370	3130	747	4751	1134	6419	1532	8128	1940
						1332	318	2677	639	4052	967	5447	1300	6889	1642

Объем водяных паров при $\alpha > 1$, м³/м³.

$$V_{B, \Pi} = V_{B, \Pi}^0 + 0,016 (\alpha - 1). \quad (3.15)$$

Объем азота при $\alpha = 1$, м³/м³,

$$V_{N_s} = 0,79V^0 + N/100, \quad (3.16)$$

где N_2 — содержание азота в горючем газе.

Полный объем продуктов сгорания при $\alpha \geq 1$, м³/м³,

$$V_r^o = V_{RO_2}^o + V_{N_2}^o + V_{B.H}^o + 0,016(\alpha - 1). \quad (3.17)$$

Объемы воздуха и продуктов сгорания для газообразных топлив при $\alpha = 1$ приведены в табл. 3.2. Общее количество воздуха (для всех видов топлив), поступающее на горение,

$$V_{\text{ог}} = BV^0 \alpha (273 + t_{\text{в}})/273, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (3.18)$$

где B — расход топлива, кг/ч; α — коэффициент избытка воздуха, t_a — температура воздуха, °C.

Общее количество дымовых газов, м³/ч,

$$V_r = BV_r^0 (273 + t_r)/273, \quad (3.19)$$

где V_r^0 — объем дымовых газов на 1 кг топлива, м³; t_r — температура газов, °C.

Пример 3.1. В топке парового котла сжигается уголь Донецкого бассейна марки Г. Расход топлива $B = 8000 \text{ кг/ч}$; $t_b = 350^\circ\text{C}$; $t_r = 980^\circ\text{C}$; коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_r = 1,2$. Определить количество воздуха, поступающего в топку, и объем дымовых газов в 1 ч при $V^0 = 5,83 \text{ м}^3/\text{кг}$ и $\alpha = 1,22$.

Общее количество воздуха, м³/ч, согласно формуле (3.18) $V = 8000 \cdot 5,83 \cdot 1,2 \cdot (273 + 350) / 273 = 127\,722$.

Объем дымовых газов на 1 кг топлива, м³/кг, $V_r' = V_r^0 +$
 $+ 1,016 (\alpha_T - 1)V^0 = 6,28 + 1,016 (1,22 - 1) \cdot 5,83 = 7,58.$

Общее количество дымовых газов, м³/ч, по формуле (3.19)

$$V_r = 8000 \cdot 7,58 \cdot \frac{273 + 980}{273} = 277\,600.$$

Пример 3.2. В топке парового котла сжигается природный газ с химическим составом: $\text{CH}_4 = 98,9 \%$; $\text{C}_2\text{H}_6 = 0,3 \%$; $\text{C}_3\text{H}_8 = 0,1 \%$; $\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,1 \%$; $\text{CO}_2 = 0,2 \%$; $\text{N}_2 = 0,4 \%$; $B = 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$; $t_b = 80 \text{ }^\circ\text{C}$; $t_T = 1100 \text{ }^\circ\text{C}$; $\alpha_T = 1,1$, $V_T^0 = 10,68 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Определить потребное количество воздуха для горения и объем дымовых газов (при $\alpha = 1,15$) в 1 ч.

Теоретическое количество воздуха, $\text{м}^3/\text{м}^3$, необходимое для сжигания 1 м^3 газа, определяем по формуле (3.11)

$$V^o = 0,0476 \left[2 \cdot 98,9 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 0,3 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,10 + \right. \\ \left. + \left(4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,10 \right] = 9,52.$$

Общее количество воздуха, м³/ч,

$$V = 1000 \cdot 9,52 \cdot 1,1 (273 + 80) / 273 = 13\,518.$$

Объем дымовых газов, м³, на 1 м³ газа при $\alpha = 1,15$

$$V_p = 10,68 + 1,016 (1,15 - 1) \cdot 9,52 = 11,12.$$

Общее количество дымовых газов на выходе из топки, м³/ч,

$$V_p = 1000 \cdot 11,12 \cdot (273 + 1100) / 273 = 56\,000.$$

3.3. ХАРАКТЕРИСТИКА ТОПЛИВА β И $RO_2^{\text{макс}}$

Безразмерная характеристика β связывает состав топлива с продуктами горения и не зависит от влажности, зольности и коэффициента избытка воздуха.

Для твердых и жидких топлив

$$\beta = 2,35 (H^p - 0,126O^p + 0,04N^p) / K^p. \quad (3.20)$$

Для газообразного топлива

$$\beta = \frac{0,209N_2 + 0,395(CO + H_2) + 1,584CH_4 + 2,389C_mH_n - 0,791O_2}{CO_2 + 0,994CO + 0,955CH_4 + 2,001C_mH_n - 0,791}. \quad (3.21)$$

Максимально возможное содержание $RO_2^{\text{макс}}$ в сухих продуктах сгорания зависит от состава топлива и соответствует полному сгоранию без избытка воздуха. При сгорании чистого углерода с теоретическим количеством воздуха $RO_2^{\text{макс}} = 21\%$.

Зависимость $RO_2^{\text{макс}}$ и β выражается следующей формулой:

$$RO_2^{\text{макс}} = 21 / (1 + \beta). \quad (3.22)$$

По составу сжигаемого топлива

$$RO_2^{\text{макс}} = V_{RO_2}^0 / V_{c.r}^0. \quad (3.23)$$

По составу продуктов сгорания при отсутствии химического недожога

$$RO_2^{\text{макс}} = RO_2 \cdot 100 / (100 - 4,76O_2), \quad (3.24)$$

а при наличии продуктов неполного сгорания

$$RO_2^{\text{макс}} = (CO_2 + CO + CH_4) \cdot 100 / [100 - 4,76(O_2 - 2CH_4 - 0,5CO - 0,5H_2)]. \quad (3.25)$$

Для основных видов топлива $RO_2^{\text{макс}}$ и β приведены в табл. 3.3.

3.4. КОЭФФИЦИЕНТ ИЗБЫТКА ВОЗДУХА И ПРИСОСЫ ВОЗДУХА В КОТЛАХ

В котлах практически трудно добиться полного сгорания топлива при теоретически необходимом количестве воздуха. Поэтому в топку подается всегда больше воздуха, чем теоретически не-

3.3 Средние значения $RO_2^{\text{макс}}$ и β для основных видов топлива

Марка и сорт топлива	$RO_2^{\text{макс}}$	β
Уголь		
Донецкий бассейн		
Длиннопламенный Д	18,7	0,121
Газовый Г	18,6	0,127
Тощий Т	19,0	0,104
Антрацит «семечко» АС	20,2	0,041
Антрацит штыб АШ	20,1	0,043
Антрацит мелкий и семечко АМ и АС	20,2	0,041
Антрацит штыб и рядовой АСШ и АРШ	20,2	0,038
Кузнецкий бассейн		
Анжеро-Судженское ПС	19	0,107
Ленинское. Газовый Г	18,4	0,14
Длиннопламенный Д	18,7	0,12
Кемеровское ПС и К	19,0	0,107
Кузнецкое ПЖ	18,8	0,115
Карагандинский бассейн		
Каменный ПЖ/ПС	18,7	0,125
Бурий рядовой БР	19,4	0,085
Подмосковный бассейн		
Бурий рядовой БР	19,4	0,084
Красноярский край		
Канское. Бурий рядовой БР	19,7	0,066
Минусинское. Длиннопламенный Д	18,8	0,119
Украинская ССР		
Александровское. Бурий рядовой БР	18,8	0,120
Звенигородское. Бурий Б	18,2	0,158
Кировоградское. Бурий Б	19,9	0,055
Золочевское. Бурий Б	19,2	0,096
Мукачевское. Бурий Б	19,4	0,082
Торф		
Торф кусковой	19,5	0,077
Торф фрезерный	19,6	0,070
Газ		
Саратовский природный газ	11,8	0,78
Жидкое топливо		
Мазут	16,1	0,3

обходимо. Отношение действительного количества воздуха V к теоретически необходимому V^0 называется коэффициентом избытка воздуха

$$\alpha = V/V^0.$$

Коэффициент избытка воздуха зависит от вида и свойств топлива, конструкции топочного устройства, способа сжигания и др. Для каждого вида топлива в зависимости от способа сжигания установлены нормативные коэффициенты избытка воздуха в топке.

Допустимые значения присосов в долях от теоретически необходимого количества воздуха приведены в табл. 3.4.

3.4. Присосы воздуха в газоходах котлов и системах пылеприготовления при номинальной нагрузке

Топочные камеры пылевых и газомазутных котлов:	
с сухим шлакоудалением:	
при металлической обшивке экранных труб	0,05
при наличии обмуровки и обшивки	0,07
при наличии обмуровки, но без обшивки	0,1
с жидким шлакоудалением и газомазутные:	
с металлической обшивкой	0,05
без металлической обшивки	0,08
циклонные под разрежением	0,03
Топочные камеры слоевых топков:	
с ручным обслуживанием	0,3
механических и полумеханических	0,1
Газоходы конвективных поверхностей нагрева:	
фестон, первый котельный пучок котлов	
$D > 50$ т/ч	0
первый котельный пучок котлов $D \leq 50$ т/ч	0,05
второй котельный пучок котлов $D \leq 50$ т/ч	0,1
первичный перегреватель	0,3
промежуточный перегреватель	0,03
экономайзеры котлов $D > 50$ т/ч для каждой ступени	0,02
экономайзеры котлов $D \leq 50$ т/ч	
стальной	0,08
чугунный с обшивкой	0,1
чугунный без обшивки	0,2
воздухоподогреватели:	
трубчатые для котлов $D > 50$ т/ч на каждую ступень	0,03
для котлов $D \leq 50$ т/ч на каждую ступень	
регенеративные воздухоподогреватели (горячая и холодная набивка вместе):	
для котлов $D > 50$ т/ч	0,2
для котлов $D \leq 50$ т/ч	0,25
пластинчатые воздухоподогреватели на каждую ступень	0,1
из ребристых труб	0,1
из ребристых плит	0,2
Волоуловители:	
электрофильтры	
для котлов $D > 50$ т/ч	0,1
для котлов $D \leq 50$ т/ч	0,15
циклонные и батарейные скрубберы	0,05

Продолжение табл. 3.4

Газоходы за котлом:	
стальные (каждые 10 м длины)	0,01
кирпичные боровы (каждые 10 м длины)	0,05
Пылепроводы и оборудование:	
система с шаровой барабанной мельницей и промбункером при сушке	
горячим воздухом	0,1
смесью воздуха и топочных газов	0,12
с прямым вдуванием	0,04
система при работе под разрежением с молотковой и среднеходной мельницей	0,04
система с мельницей — вентилятором с подсушивающей трубой	0,2—0,25

Примечание. D — производительность котла.

Согласно данным табл. 3.4 расчетом определяется коэффициент избытка воздуха в любой точке газового тракта по формуле

$$\alpha = \alpha_r + \Delta\alpha_1 + \Delta\alpha_{\text{пер}} + \Delta\alpha_2 + \Delta\alpha_{\text{эк}} + \dots, \quad (3.26)$$

где α_r — коэффициент избытка воздуха в топке; $\Delta\alpha_1$, $\Delta\alpha_{\text{пер}}$, $\Delta\alpha_2$, $\Delta\alpha_{\text{эк}}$ — допустимые присосы в зонах первого котельного пучка, пароперегревателя, второго котельного пучка, экономайзера и т. д.

Коэффициент избытка воздуха на работающих котлах определяется на основании газового анализа продуктов сгорания и рассчитывается по азотной формуле.

Для твердого и жидкого топлива, а также газообразного при $N_2 < 3\%$

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76(O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)}. \quad (3.27)$$

При отсутствии химической неполноты сгорания

$$\alpha = N_2 / (N_2 - 3,76O_2), \quad (3.28)$$

где $N_2 = 100 - (RO_2 + O_2 + CO + CH_4 + C_mH_n)$ — количество азота в продуктах сгорания, %.

При отсутствии в дымовых газах H_2 ; CH_4 ; $2C_mH_n$

$$N_2 = 100 - (RO_2 + O_2 + CO) \%. \quad (3.29)$$

Для газообразного топлива, когда $N_2 > 3\%$, при полном сгорании

$$\alpha = \frac{1}{1 - 3,76 \frac{O_2'}{100 - (RO_2' + O_2')}}; \quad (3.30)$$

при неполном сгорании

$$\alpha = \frac{1}{1 - 3,76 \frac{O_2' - 0,5CO' - 2CH_4'}{100 - (RO_2' + O_2' + CO' + CH_4')}}}, \quad (3.31)$$

где O_2' ; CO' ; CH_4' ; RO_2' — содержание соответствующих компонентов в дымовых газах.

При приближенных расчетах для всех видов топлива

$$\alpha = RO_2^{\max} / RO_2 \quad (3.32)$$

где $RO_2^{\max}$ — максимальное содержание трехатомных газов.

Пример 3.3. Котел $D = 25$ т/ч оборудован топкой с цепной решеткой прямого хода и пневматическим забрасывателем топлива и работает на углях Г Кузнецкого бассейна. За фестоном расположен пароперегреватель, в конвективной шахте — стальной змеевиковый одноступенчатый экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель.

При подготовке котла к балансовым испытаниям на основании газового анализа определено, что $RO_2 = 12,8\%$ за котлом и $RO_2 = 7,2\%$ — за воздухоподогревателем. Требуется приближенным расчетом через $RO_2^{\max}$ и нормативными данными определить присосы.

Для топок с решеткой прямого хода и пневматическим забрасывателем топлива для углей Г $\alpha_T = 1,3$. Находим допустимые присосы воздуха по табл. 3.4: в камере механической топки — 0,1; в зоне пароперегревателя — 0,03; в экономайзере — 0,08 и воздухоподогревателе — 0,06.

Коэффициент избытка воздуха за котлом

$$\alpha_K = \alpha_T + \Delta\alpha_T + \Delta\alpha_{\text{пер}} = 1,3 + 0,1 + 0,03 = 1,43.$$

Коэффициент избытка воздуха за воздухоподогревателем

$$\alpha_6 = \alpha_K + \Delta\alpha_{\text{эк}} + \Delta\alpha_{\text{пер}} = 1,43 + 0,03 + 0,08 = 1,54.$$

По табл. 3.3 находим для углей Г $RO_2^{\max} = 18,4\%$.

Коэффициент избытка воздуха за котлом $\alpha_K = 18,4/12,8 = 1,43$.

Расчетное значение α_K равно определенному на основании газового анализа. Следовательно, обмуровка котла плотная, присосы не выше нормативных.

За воздухоподогревателем $\alpha_{\text{вп}} = 18,4/7,2 = 2,55$. Действительные присосы в конвективной шахте: $\Delta\alpha = 2,55 - 1,43 = 1,12$, а нормативные $0,03 + 0,08 = 0,11$.

Выводы: котел не подготовлен к проведению балансовых испытаний, необходимо уплотнить конвективную шахту.

3.5. ТЕПЛОЕМКОСТЬ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Под теплоемкостью понимают то количество теплоты, которое нужно сообщить единице вещества, чтобы повысить его температуру на 1°C .

При обработке результатов испытаний для подсчетов теплоты с уходящими газами, а также при тепловых расчетах котлов необходимо знать теплоемкости продуктов сгорания и воздуха.

Теплоемкость сухих продуктов горения, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$ или $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$

$$C_{\text{о.г}} = C_{RO_2} \frac{RO_2}{100} + C_{N_2} \frac{100 - RO_2}{100}, \quad (3.33)$$

где C_{RO_2} и C_{N_2} выбираются по табл. 3.5.

3.5. Средние теплоемкости продуктов сгорания, воздуха и водяных паров, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$ [$\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$], при температуре от 0 до 1000°C

$t, ^\circ\text{C}$	C_{CO_2}	C_{N_2}	C_{O_2}	Теплоемкость водяных паров	Воздух		C_{RO_2}
					сухой	влажный при $d=10 \text{ г/кг}$	
0	1,600 (0,382)	1,295 (0,309)	1,306 (0,312)	1,494 (0,357)	1,297 (0,310)	1,320 (0,315)	1,592 (0,380)
100	1,700 (0,406)	1,296 (0,309)	1,318 (0,315)	1,505 (0,360)	1,300 (0,311)	1,325 (0,316)	1,713 (0,409)
200	1,787 (0,427)	1,300 (0,310)	1,335 (0,319)	1,522 (0,364)	1,307 (3,12)	1,343 (0,318)	1,797 (0,429)
300	1,863 (0,445)	1,307 (0,312)	1,356 (0,324)	1,542 (0,368)	1,317 (0,315)	1,350 (0,320)	1,873 (0,447)
400	1,930 (0,461)	1,316 (0,314)	1,378 (0,329)	1,565 (0,374)	1,329 (0,317)	1,365 (0,324)	1,940 (0,463)
500	1,989 (0,475)	1,328 (0,317)	1,398 (0,333)	1,590 (0,379)	1,343 (0,321)	1,380 (0,327)	1,998 (0,477)
600	2,041 (0,488)	1,340 (0,320)	1,417 (0,338)	1,615 (0,386)	1,356 (0,324)	1,395 (0,330)	2,048 (0,489)
700	2,088 (0,499)	1,356 (0,323)	1,434 (0,342)	1,641 (0,392)	1,371 (0,327)	1,410 (0,334)	2,095 (0,500)
800	2,131 (0,509)	1,367 (0,327)	1,450 (0,346)	1,658 (0,396)	1,384 (0,331)	1,425 (0,337)	2,141 (0,511)
900	2,169 (0,518)	1,380 (0,330)	1,465 (0,349)	1,696 (0,405)	1,398 (0,334)	1,435 (0,340)	2,178 (0,520)
1000	2,204 (0,526)	1,392 (0,332)	1,478 (0,352)	1,725 (0,411)	1,410 (0,337)	1,458 (0,343)	2,216 (0,529)

3.6. Теплоемкость сухой массы твердых топлив, $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$ [$\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$]

Топливо	Температура, $^\circ\text{C}$				
	0	100	200	300	400
Антрацит и тощие угли	0,92 (0,22)	0,96 (0,23)	1,04 (0,25)	1,13 (0,27)	1,17 (0,28)
Каменный уголь	0,96 (0,23)	1,09 (0,26)	1,25 (0,3)	1,42 (0,34)	—
Бурый уголь	1,09 (0,26)	1,25 (0,3)	1,46 (0,35)	—	—
Фрезерный торф	1,29 (0,31)	1,5 (0,36)	1,8 (0,43)	—	—
Сланцы	1,04 (0,25)	1,13 (0,27)	1,29 (0,31)	—	—

обходимо. Отношение действительного количества воздуха V к теоретически необходимому V^0 называется коэффициентом избытка воздуха $\alpha = V/V^0$.

Коэффициент избытка воздуха зависит от вида и свойств топлива, конструкции топочного устройства, способа сжигания и др. Для каждого вида топлива в зависимости от способа сжигания установлены нормативные коэффициенты избытка воздуха в топке.

Допустимые значения присосов в долях от теоретически необходимого количества воздуха приведены в табл. 3.4.

3.4. Присосы воздуха в газоходах котлов и системах пылеприготовления при номинальной нагрузке

Топочные камеры пылевых и газомазутных котлов:	
с сухим шлакоудалением:	
при металлической обшивке экранных труб	0,05
при наличии обмуровки и обшивки	0,07
при наличии обмуровки, но без обшивки	0,1
с жидким шлакоудалением и газомазутные:	
с металлической обшивкой	0,05
без металлической обшивки	0,08
циклонные под разрежением	0,03
Топочные камеры слоевых топок:	
с ручным обслуживанием	0,3
механических и полумеханических	0,1
Газоходы конвективных поверхностей нагрева:	
фестон, первый котельный пучок котлов	
$D > 50$ т/ч	0
первый котельный пучок котлов $D \leq 50$ т/ч	0,05
второй котельный пучок котлов $D \leq 50$ т/ч	0,1
первичный перегреватель	0,3
промежуточный перегреватель	0,03
экономайзеры котлов $D > 50$ т/ч для каждой ступени	0,02
экономайзеры котлов $D \leq 50$ т/ч	
стальной	0,08
чугунный с обшивкой	0,1
чугунный без обшивки	0,2
воздухоподогреватели:	
трубчатые для котлов $D > 50$ т/ч на каждую ступень	0,03
для котлов $D \leq 50$ т/ч на каждую ступень	0,06
регенеративные воздухоподогреватели (горячая и холодная набивка вместе):	
для котлов $D > 50$ т/ч	0,2
для котлов $D \leq 50$ т/ч	0,25
пластинчатые воздухоподогреватели на каждую ступень	
из ребристых труб	0,1
из ребристых плит	0,2
Волоуловители:	
электрофильтры	
для котлов $D > 50$ т/ч	0,1
для котлов $D \leq 50$ т/ч	0,15
циклонные и батарейные скрубберы	0,05

Продолжение табл. 8.4

Газоходы за котлом:	
стальные (каждые 10 м длины)	0,01
кирпичные боровы (каждые 10 м длины)	0,05
Пылепроводы и оборудование:	
система с шаровой барабанной мельницей и промбункером при сушке	
горячим воздухом	0,1
смесью воздуха и топочных газов	0,12
с прямым вдуванием	0,04
система при работе под разрежением с молотковой и среднеходной мельницей	
система с мельницей — вентилятором с подсушивающей трубой	0,2—0,25

Примечание. D — производительность котла.

Согласно данным табл. 3.4 расчетом определяется коэффициент избытка воздуха в любой точке газового тракта по формуле

$$\alpha = \alpha_T + \Delta\alpha_1 + \Delta\alpha_{\text{пер}} + \Delta\alpha_2 + \Delta\alpha_{\text{эк}} + \dots, \quad (3.26)$$

где α_T — коэффициент избытка воздуха в топке; $\Delta\alpha_1$, $\Delta\alpha_{\text{пер}}$, $\Delta\alpha_2$, $\Delta\alpha_{\text{эк}}$ — допустимые присосы в зонах первого котельного пучка, пароперегревателя, второго котельного пучка, экономайзера и т. д.

Коэффициент избытка воздуха на работающих котлах определяется на основании газового анализа продуктов сгорания и рассчитывается по азотной формуле.

Для твердого и жидкого топлив, а также газообразного при $N_2 < 3\%$

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76(O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)}. \quad (3.27)$$

При отсутствии химической неполноты сгорания

$$\alpha = N_2 / (N_2 - 3,76O_2), \quad (3.28)$$

где $N_2 = 100 - (RO_2 + O_2 + CO + CH_4 + C_mH_n)$ — количество азота в продуктах сгорания, %.

При отсутствии в дымовых газах H_2 ; CH_4 ; $2C_mH_n$

$$N_2 = 100 - (RO_2 + O_2 + CO) \%. \quad (3.29)$$

Для газообразного топлива, когда $N_2 > 3\%$, при полном сгорании

$$\alpha = \frac{1}{1 - 3,76 \frac{O_2'}{100 - (RO_2' + O_2')}}; \quad (3.30)$$

при неполном сгорании

$$\alpha = \frac{1}{1 - 3,76 \frac{O_2' - 0,5CO' - 2CH_4'}{100 - (RO_2' + O_2' + CO' + CH_4')}}; \quad (3.31)$$

где O_2' ; CO' ; CH_4' ; RO_2' — содержание соответствующих компонентов в дымовых газах.

При приближенных расчетах для всех видов топлива

$$\alpha = RO_2^{\max} / RO_2 \quad (3.32)$$

где $RO_2^{\max}$ — максимальное содержание трехатомных газов.

Пример 3.3. Котел $D = 25$ т/ч оборудован топкой с цепной решеткой прямого хода и пневматическим забрасывателем топлива и работает на углях Г Кузнецкого бассейна. За фестоном расположен пароперегреватель, в конвективной шахте — стальной змеевиковый одноступенчатый экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель.

При подготовке котла к балансовым испытаниям на основании газового анализа определено, что $RO_2 = 12,8\%$ за котлом и $RO_2 = 7,2\%$ — за воздухоподогревателем. Требуется приближенным расчетом через $RO_2^{\max}$ и нормативными данными определить присосы.

Для топок с решеткой прямого хода и пневматическим забрасывателем топлива для углей Г $\alpha_T = 1,3$. Находим допустимые присосы воздуха по табл. 3.4: в камере механической топки — 0,1; в зоне пароперегревателя — 0,03; в экономайзере — 0,08 и воздухоподогревателе — 0,06.

Коэффициент избытка воздуха за котлом

$$\alpha_K = \alpha_T + \Delta\alpha_T + \Delta\alpha_{\text{пер}} = 1,3 + 0,1 + 0,03 = 1,43.$$

Коэффициент избытка воздуха за воздухоподогревателем

$$\alpha_{\text{в}} = \alpha_K + \Delta\alpha_{\text{вк}} + \Delta\alpha_{\text{пер}} = 1,43 + 0,03 + 0,08 = 1,54.$$

По табл. 3.3 находим для углей Г $RO_2^{\max} = 18,4\%$.

Коэффициент избытка воздуха за котлом $\alpha_K = 18,4/12,8 = 1,43$.

Расчетное значение α_K равно определенному на основании газового анализа. Следовательно, обмуровка котла плотная, присосы не выше нормативных.

За воздухоподогревателем $\alpha_{\text{вп}} = 18,4/7,2 = 2,55$. Действительные присосы в конвективной шахте: $\Delta\alpha = 2,55 - 1,43 = 1,12$, а нормативные $0,03 + 0,08 = 0,11$.

Выводы: котел не подготовлен к проведению балансовых испытаний, необходимо уплотнить конвективную шахту.

3.5. ТЕПЛОЕМКОСТЬ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Под теплоемкостью понимают то количество теплоты, которое нужно сообщить единице вещества, чтобы повысить его температуру на 1°C .

При обработке результатов испытаний для подсчетов теплоты с уходящими газами, а также при тепловых расчетах котлов необходимо знать теплоемкости продуктов сгорания и воздуха.

Теплоемкость сухих продуктов горения, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$ или $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$

$$C_{\text{о.г.}} = C_{RO_2} \frac{RO_2}{100} + C_{N_2} \frac{100 - RO_2}{100}, \quad (3.33)$$

где C_{RO_2} и C_{N_2} выбираются по табл. 3.5.

3.5. Средние теплоемкости продуктов сгорания, воздуха и водяных паров, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$ [$\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$], при температуре от 0 до 1000°C

$t, ^\circ\text{C}$	C_{CO_2}	C_{N_2}	C_{O_2}	Тепло- емкость водяных паров	Воздух		C_{RO_2}
					сухой	влажный при $d=10 \text{ г/кг}$	
0	1,600 (0,382)	1,295 (0,309)	1,306 (0,312)	1,494 (0,357)	1,297 (0,310)	1,320 (0,315)	1,592 (0,380)
100	1,700 (0,406)	1,296 (0,309)	1,318 (0,315)	1,505 (0,360)	1,300 (0,311)	1,325 (0,316)	1,713 (0,409)
200	1,787 (0,427)	1,300 (0,310)	1,335 (0,319)	1,522 (0,364)	1,307 (3,12)	1,343 (0,318)	1,797 (0,429)
300	1,863 (0,445)	1,307 (0,312)	1,356 (0,324)	1,542 (0,368)	1,317 (0,315)	1,350 (0,320)	1,873 (0,447)
400	1,930 (0,461)	1,316 (0,314)	1,378 (0,329)	1,565 (0,374)	1,329 (0,317)	1,365 (0,324)	1,940 (0,463)
500	1,989 (0,475)	1,328 (0,317)	1,398 (0,333)	1,590 (0,379)	1,343 (0,321)	1,380 (0,327)	1,998 (0,477)
600	2,041 (0,488)	1,340 (0,320)	1,417 (0,338)	1,615 (0,386)	1,356 (0,324)	1,395 (0,330)	2,048 (0,489)
700	2,088 (0,499)	1,356 (0,323)	1,434 (0,342)	1,641 (0,392)	1,371 (0,327)	1,410 (0,334)	2,095 (0,500)
800	2,131 (0,509)	1,367 (0,327)	1,450 (0,346)	1,658 (0,396)	1,384 (0,331)	1,425 (0,337)	2,141 (0,511)
900	2,169 (0,518)	1,380 (0,330)	1,465 (0,349)	1,696 (0,405)	1,398 (0,334)	1,435 (0,340)	2,178 (0,520)
1000	2,204 (0,526)	1,392 (0,332)	1,478 (0,352)	1,725 (0,411)	1,410 (0,337)	1,458 (0,343)	2,216 (0,529)

3.6. Теплоемкость сухой массы твердых топлив, $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$ [$\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$]

Топливо	Температура, $^\circ\text{C}$				
	0	100	200	300	400
Антрацит и тощие угли	0,92 (0,22)	0,96 (0,23)	1,04 (0,25)	1,13 (0,27)	1,17 (0,28)
Каменный уголь	0,96 (0,23)	1,09 (0,26)	1,25 (0,3)	1,42 (0,34)	—
Бурый уголь	1,09 (0,26)	1,25 (0,3)	1,46 (0,35)	—	—
Фрезерный торф	1,29 (0,31)	1,5 (0,36)	1,8 (0,43)	—	—
Сланцы	1,04 (0,25)	1,13 (0,27)	1,29 (0,31)	—	—

Теплоемкость рабочей массы твердого топлива, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$ или $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$,

$$C_{\text{тл}}^{\text{р}} = \frac{W^{\text{р}}}{100} + C_{\text{тл}}^{\text{с}} \frac{100 - W^{\text{р}}}{100}, \quad (3.34)$$

где $C_{\text{тл}}^{\text{с}}$ — теплоемкость сухой массы, которая принимается по табл. 3.6.

Теплоемкость мазута, $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$,

$$C_{\text{м}} = 1,74 + 0,0025 t_{\text{м}} \quad (3.35)$$

или в $\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$

$$C_{\text{м}} = 0,415 + 0,0006 t_{\text{м}},$$

где $t_{\text{м}}$ — температура мазута.

Теплоемкость газообразного топлива, отнесенная к 1 м^3 сухого газа, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$ или $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$,

$$C_{\text{г}} = 0,01 (C_{\text{H}_2}\text{H}_2 + C_{\text{CO}}\text{CO} + C_{\text{CH}_4}\text{CH}_4 + C_{\text{CO}_2}\text{CO}_2 + \dots) + 0,00124 C_{\text{H}_2\text{O}} \cdot d_{\text{тл}}, \quad (3.36)$$

где C_{H_2} , C_{CO} , C_{CH_4} , ... — теплоемкости продуктов сгорания (табл. 3.5). Теплоемкости сухой массы твердых топлив горючих газов и золы приведены соответственно в табл. 3.6—3.8.

3.7. Средние теплоемкости горючих газов от 0 до 1000°C , $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$ [$\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$]

$t, ^\circ\text{C}$	C_{CO}	C_{H_2}	C_{CH_4}	$C_{\text{C}_2\text{H}_4}$	$C_{\text{C}_2\text{H}_6}$	$C_{\text{C}_3\text{H}_8}$	$C_{\text{C}_4\text{H}_{10}}$	$C_{\text{H}_2\text{S}}$
0	1,299 (0,310)	1,276 (0,303)	1,548 (0,370)	2,210 (0,528)	3,047 (0,728)	4,127 (0,986)	5,120 (1,225)	1,506 (0,360)
100	1,302 (0,311)	1,289 (0,308)	1,640 (0,392)	2,494 (0,596)	3,507 (0,838)	4,705 (1,124)	5,830 (1,394)	1,532 (0,366)
200	1,307 (0,312)	1,297 (0,310)	1,758 (0,420)	2,775 (0,668)	3,946 (0,947)	5,253 (1,255)	6,40 (1,556)	1,561 (0,373)
300	1,317 (0,314)	1,297 (0,310)	1,883 (0,450)	3,043 (0,727)	4,370 (1,044)	5,772 (1,379)	7,130 (1,704)	1,595 (0,381)
400	1,329 (0,317)	1,297 (0,310)	2,017 (0,481)	3,306 (0,790)	4,759 (1,137)	6,266 (1,497)	7,730 (1,849)	1,632 (0,390)
500	1,343 (0,321)	1,306 (0,312)	2,139 (0,511)	3,553 (0,849)	5,094 (1,217)	6,689 (1,598)	8,250 (1,972)	1,670 (0,399)
600	1,357 (0,324)	1,306 (0,312)	2,260 (0,540)	3,775 (0,902)	5,429 (1,291)	7,112 (1,689)	8,780 (2,098)	1,707 (0,408)
700	1,372 (0,328)	1,310 (0,313)	2,377 (0,568)	3,985 (0,952)	5,722 (1,367)	7,484 (1,788)	9,230 (2,200)	1,745 (0,417)
800	1,386 (0,331)	1,314 (0,314)	2,494 (0,596)	4,181 (0,999)	5,985 (1,430)	7,806 (1,865)	9,620 (2,299)	1,783 (0,426)
900	1,400 (0,334)	1,322 (0,316)	2,603 (0,622)	4,361 (1,042)	6,228 (1,488)	8,112 (1,938)	9,980 (2,386)	1,816 (0,434)
1000	1,413 (0,337)	1,326 (0,317)	2,699 (0,643)	4,529 (1,082)	6,458 (1,543)	8,401 (2,007)	10,34 (2,471)	1,850 (0,442)

3.8. Теплоемкость золы в зависимости от температуры, $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ [$\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$]

Температура, $^\circ\text{C}$	$C_{\text{з}}$		Температура, $^\circ\text{C}$	$C_{\text{з}}$	
	$\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$	$\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$		$\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$	$\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$
100	0,801	0,193	1000	0,98	0,235
200	0,842	0,202	1100	0,995	0,238
300	0,876	0,210	1200	1,001	0,24
400	0,899	0,215	1300	1,045	0,25
500	0,915	0,219	1400	1,130	0,27
600	0,930	0,223	1500	1,172	0,28
700	0,940	0,226	1600	1,173	0,281
800	0,956	0,229	1700	1,212	0,29
900	0,969	0,232	1800	1,213	0,291

3.6. ЭНТАЛЬПИИ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Теплосодержание (энтальпия) воздуха, $\text{кДж}/\text{кг}$ ($\text{ккал}/\text{кг}$) или $\text{кДж}/\text{м}^3$ ($\text{ккал}/\text{м}^3$), вычисляется по формуле

$$\mathcal{I}_{\text{в}}^{\circ} = V^{\circ} C_{\text{в}} t_{\text{в}}, \quad (3.37)$$

где $C_{\text{в}}$ — теплоемкость воздуха, принимается по табл. 3.5. Энтальпия дымовых газов на 1 кг или 1 м^3 топлива при $\alpha = 1$ и температуре $t_{\text{г}}$, $\text{кДж}/\text{кг}$ ($\text{ккал}/\text{кг}$) или $\text{кДж}/\text{м}^3$ ($\text{ккал}/\text{м}^3$),

$$\mathcal{I}_{\text{г}}^{\circ} = (V_{\text{RO}_2}^{\circ} C_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2}^{\circ} C_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ} C_{\text{H}_2\text{O}}) t_{\text{г}}, \quad (3.38)$$

где C_{CO_2} , C_{N_2} и $C_{\text{H}_2\text{O}}$ — средние объемные теплоемкости трехатомных газов и водяных паров принимаются по табл. 3.5 и 3.7; $V_{\text{RO}_2}^{\circ}$, $V_{\text{N}_2}^{\circ}$; $V_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ}$ — объемы трех- и двухатомных газов и водяных паров, $\text{м}^3/\text{кг}$ или $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Энтальпии газа $\mathcal{I}_{\text{г}}^{\circ}$ и воздуха $\mathcal{I}_{\text{в}}^{\circ}$ приведены в табл. 3.1 и 3.2. При $\alpha > 1$ энтальпия, $\text{кДж}/\text{м}^3$ ($\text{ккал}/\text{м}^3$), пересчитывается по формуле

$$\mathcal{I}_{\text{г}} = \mathcal{I}_{\text{г}}^{\circ} + (\alpha - 1) \mathcal{I}_{\text{в}}^{\circ}. \quad (3.39)$$

3.7. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ДУТЬЕВОГО ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Температура дутьевого воздуха, поступающего на горение, зависит от многих факторов, основными из которых являются: вид топлива, его влажность, зольность, содержание горючих и т. д. С увеличением температуры воздуха ускоряется протекание реакций соединения составляющих топлива с кислородом. При недостаточном подогреве воздуха происходит затруднение воспламенения топлива, что приводит к его недогоранию. Для топлив с малым выходом летучих (менее 25 %) необходим высокий подогрев воздуха выше 300°C , а при температуре ниже 300°C наблюдается механический недожог.

Для топлив с выходом летучих более 25 % допускается подогрев воздуха до $250\text{—}300^\circ\text{C}$. В котлах с жидким шлакоудалением для обес-

печения текучести шлака требуется более высокая температура, чем при сухом шлакоудалении. Рекомендуемая температура подогрева воздуха для котлов $D > 75$ т/ч при камерном сжигании приведена в табл. 3.9.

3.9. Температура подогрева воздуха для топлива при камерном сжигании*

Характеристика системы подготовки	Топливо	Температура воздуха, °С
Топки с жидким шлакоудалением		
При сушке топлива воздухом и подаче пыли горячим воздухом или сушильным агентом	АШ, ПА, бурые угли	380—400
	Каменные угли и тощие (донецкие)	
При сушке топлива газами в схеме пылеприготовления: замкнутой	Бурые угли	350—400
	Для всех топлив	
разомкнутой		
Топки с сухим шлакоудалением		
При сушке топлива воздухом и замкнутой схеме пылеприготовления	Каменные и тощие угли	300—350
	Бурые угли и фрезерный торф	350—400
При сушке топлива газами в схеме пылеприготовления: замкнутой	Бурые угли	300—350
	Для всех топлив	≤350
разомкнутой		

* При сжигании природного газа и мазута температура воздуха 140—300 °С

Если не требуется высокая температура воздуха по условиям сушки, то подогрев следует производить в одноступенчатых воздухоподогревателях. В этом случае оптимальная температура подогрева воздуха, °С, определяется по формуле

$$t_{г.в}^{opt} = t_{п.в} + 40 + 0,7(t_{yx} - 120), \quad (3.40)$$

где $t_{п.в}$ — температура питательной воды, °С; t_{yx} — температура уходящих газов, °С.

В общем случае температура воздуха на входе в воздухоподогреватель принимается из условий предупреждения коррозионного износа труб при конденсации влаги. Экономически целесообразно подогревать воздух в воздухоподогревателе выше температуры питательной воды, поступающей в экономайзер.

Минимальная разность между температурой газов и питательной воды принимается равной 40 °С, а минимальная разность между температурой газов на входе в воздухоподогреватель и температурой горячего воздуха составляет 25—30 °С.

При значениях ниже минимальных увеличивается поверхность нагрева до неоправданных размеров.

Рекомендуемые температуры воздуха, предотвращающие коррозию трубчатых воздухоподогревателей, приведены в табл. 3.10.

3.10. Температура воздуха перед поступлением в трубчатый воздухоподогреватель

Топливо	Температура воздуха, °С
Каменный уголь*, антрацит	30
Бурый уголь*, торф, сланцы	50
Бурый уголь**	80
Мазут:	
с $S < 0,5\%$	90
с $S > 0,5\%$	110
Природный газ	30

* С приведенной влажностью $W^п < 0,09\% \cdot \text{кг/МДж}$ ($0,4\% \cdot \text{кг/ккал}$).
 ** $S \cdot W^п > 0,09\% \cdot \text{кг/МДж}$ ($0,4\% \cdot \text{кг/ккал}$).

3.11. Температура газов на выходе из топки для твердых топлив

Топливо, месторождение	Температура, °С
Ангренский Б, Канско-Ачинские Б, фрезерный торф, Эстонские сланцы	950
Подмосковный Б, Донецкий ГСШ	1000
Антрацитовый штыб (АШ), полуантрациты (ПА), тощие угли (Т), Кизеловский Г и отсева, Томь-Усинский (открытые разработки), Кемеровский СС	1050

Температура газов на выходе из топки выбирается из условий предупреждения шлакования расплавленной золой поверхностей нагрева. Частицы золы при выходе из топки не должны расплавляться, а в сухом состоянии дымовыми газами удаляются за пределы котла.

При размещении ширм в верхней части топки температура, °С, на входе в них принимается: для шлакующих топлив — не выше 1200, нешлакующих (типа экибастузского) — не выше 1250, сильношлакующих бурых углей (типа канско-ачинских) и сланцев — 1100.

Температура газов на выходе из топки (перед фестомом) или перед фестонированной частью конвективного пароперегревателя, расположенного в газоходе, принимается не выше значений, приведенных в табл. 3.11.

Для других твердых топлив температура газов на выходе из топки принимается равной температуре начала деформации золы. В фестонной части газы должны охлаждаться не менее чем на 50 °С. Температура газов на выходе из топки для газовых и мазутных котлов зависит от напряжения объема топки и выбирается на основании технико-экономических расчетов (допустимая 1200—1250 °С).

Температура уходящих газов оказывает большое влияние на экономичность работы котлов и выбирается из условий эффективного использования теплоты и расхода металла на хвостовые поверхности нагрева. Уменьшение температуры уходящих газов требует увеличения конвективных поверхностей и связано с конденсацией влаги, вы-

ывающей низкотемпературную коррозию. Выбор оптимальных температур уходящих газов производится на основании технико-экономических расчетов.

Дополнительные затраты на конвективные поверхности должны окупаться экономией дорогостоящего топлива. Температура уходящих газов для котлов низкого давления приведена в табл. 3.12.

3.12. Температура уходящих газов для котлов низкого давления

Топливо	Температура уходящих газов, °C
Угли:	120—130
$W^p \leq 0,7 \% \cdot \text{кг/МДж}$ ($3 \% \cdot \text{кг/ккал}$)	140—150
$W^p = 0,9...5 \% \cdot \text{кг/МДж}$ ($4...20 \% \cdot \text{кг/ккал}$)	150—160
Мазут*	110—120
Природный газ	170—190
Торф и древесные отходы	

* При автоматическом регулировании топлива и воздуха возможна эксплуатация котлов на мазуте с $\alpha_r = 1,02...1,03$. В этом случае температура уходящих газов может быть снижена до 120 °C, но при этом температура воздуха на входе в воздухоподогреватель во избежание забивания труб липкими отложениями должна быть не ниже 50 °C.

3.8. ТЯГОДУТЬЕВЫЕ МАШИНЫ

В котельных применяются, в основном, вентиляторы и дымососы одностороннего всасывания правого или левого вращения. Дымососы от вентиляторов отличаются увеличенной толщиной лопаток рабочего колеса, наличием накладок у их корня и брони по образующей улитке.

В настоящее время промышленность выпускает дутьевые вентиляторы ВДН с консольным расположением рабочего колеса (на одном валу с электродвигателем) и лопатками, загнутыми назад (табл. 3.13), и дымососы типа ДН (табл. 3.14).

В предпусковой период проверяется правильность установки машин по проекту согласно паспортным данным. По месту проверяется узел крепления рабочего колеса на валу (наличие шпонки, крепежного болта и др.). Измеряется зазор d между входным отверстием колеса и кольцом входного конуса, который должен быть $0,002 D$, где D — диаметр колеса, длина перекрытия рабочим колесом входного кольца должна составлять $0,01D$ (рис. 3.1).

При изменении условий эксплуатации (другое топливо, реконструкция хвостовых поверхностей и др.) пересчитывается производительность и напор.

Производительность, $\text{м}^3/\text{ч}$,

$$Q_n = B_p V^0 \alpha_r \frac{t_n + 273}{273} K_1 \frac{760}{h_0}, \quad (3.41)$$

дымососа

$$Q_d = B_p \left[V_r^0 + 1,016 (\alpha_d - 1) V^0 \frac{t_{yx} + 273}{273} \right] K_1 \frac{760}{h_0}, \quad (3.42)$$

где B_p — расход топлива, кг/ч ; V^0 и V_r^0 — теоретический объем соответственно воздуха на 1 кг топлива и газов при $\alpha = 1$; α_r и α_d — соответственно коэффициенты избытка воздуха в топке и перед дымососом; t_n и t_{yx} — соответственно температура воздуха и уходящих газов, °C; K_1 — коэффициент запаса принимается: при производительности котлов больше 20 т/ч — 1,05 (для вентиляторов и дымососов); при производительности меньше 20 т/ч : для дымососов — 1,1; вентиляторов — 1,05; h_0 — барометрическое давление.

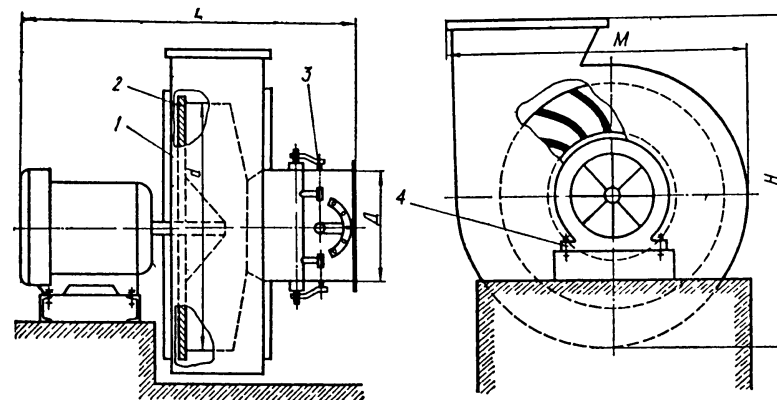


Рис. 3.1. Дымососы одностороннего всасывания ДН-9; ДН-10; ДН-11,5; ДН-12,5 и вентиляторы ВДН-8; ВДН-9; ВДН-10; ВДН-11,5; ВДН-12,5: 1 — улитка; 2 — колесо рабочее; 3 — осевой направляющий аппарат; 4 — болт крепления

Полное расчетное давление тягодутьевых машин

$$H_p = \Delta H K_2, \quad (3.43)$$

где ΔH — перепад полных давлений в тракте, кПа (кгс/м^2); K_2 — коэффициент запаса, который при $K_1 = 1,05$ принимается равным 1,1, а при $K_1 = 1,1$ он составляет 1,2.

Давление H_p приводится к нормальному виду, т. е. к тем условиям, для которых завод-изготовитель дает характеристику:

$$H_p^{np} = B_p H_p,$$

где $B_p = \frac{1,293}{\rho_0} \frac{T}{T_{зав}} \frac{760}{h_0}$; ρ_0 — плотность газа или воздуха при нормальных условиях, кг/м^3 ; T и $T_{зав}$ — абсолютные температуры в условиях установки машины и завода, К.

Установленная мощность электродвигателя, кВт,

$$N_{эл} = K_3 \frac{Q_p H_p}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_n}, \quad (3.44)$$

где K_3 — коэффициент запаса принимается 1,1; η_n — КПД машины.

3.13. Вентиляторы дутьевые

Показатель	ВДН-8	ВДН-9
Производительность, тыс. м³/ч*	6/2	9/7
Полное давление, кПа (кгс/м²)*	$\frac{1}{0,58} \left(\frac{103}{59} \right)$	$\frac{1,3}{0,7} \left(\frac{130}{73} \right)$
Мощность на валу, кВт	$\frac{2,1}{0,4}$	$\frac{4,0}{1,7}$
Максимально допустимая скорость вращения, об/мин	1500	1500
Максимальный КПД		83
Габаритные размеры, мм:		
длина	1210	1230
ширина	1335	1495
высота	1200	1350
Диаметр рабочего колеса, мм	800	900
Масса вентилятора с электродвигателем, т	0,5	0,5

Примечание Температура воздуха до 30 °С.

* В числителе приведены данные при частоте вращения 980 об/мин, а в
 ** Изготавливаются хабаровским заводом «Энергомаш», остальные — Бийским

одностороннего всасывания типа ВДН

ВДН-10	ВДН-11,5	ВДН-12,5	ВДН-15**	ВДН-17**
$\frac{12}{1,6} \left(\frac{9}{162} \right)$	$\frac{17}{2} \left(\frac{13}{200} \right)$	$\frac{24}{2,5} \left(\frac{18}{251} \right)$	50	73
$\frac{0,9}{1,1} \left(\frac{93}{115} \right)$	$\frac{2,5}{1,9} \left(\frac{251}{193} \right)$	$\frac{3,50}{1,9} \left(\frac{350}{193} \right)$	3,50 (350)	4,50 (450)
$\frac{6,5}{2,8}$	$\frac{11,3}{5,0}$	$\frac{20}{11,5}$	58,5	110
1500	1500	1500	1000	1000
			84	85
1315	1520	1910	—	—
1655	1845	2060	—	—
1500	1681	1875	—	—
1000	1120	1250	1500	1700
0,8	1,2	1,5	—	—

знаменателе — при 740 об/мин
 котельным заводом

3.14. Дымососы одностороннего

Показатель	ДН-9	ДН-10	ДН-11,5	ДН-12,5
Производительность, тыс. м³/ч*	$\frac{10}{7,6}$	$\frac{13,7}{10,4}$	$\frac{19,3}{14,6}$	$\frac{26,7}{19,8}$
Полное давление, кПа (кгс/м²)*	$\frac{0,8}{0,54} \left(\frac{80}{54} \right)$	$\frac{0,98}{0,58} \left(\frac{98}{58} \right)$	$\frac{1,2}{8,7} \left(\frac{124}{78} \right)$	$\frac{1,5}{0,9} \left(\frac{152}{90} \right)$
Мощность на валу, кВт*	$\frac{3,5}{1,5}$	$\frac{5,9}{1,9}$	$\frac{10,4}{4,5}$	$\frac{17,8}{5,2}$
Максимально допустимая частота вращения, об/мин		1500		
Максимальный КПД		82		
Габаритные размеры, мм:				
длина (L)	1234	1312	1534	1767
ширина (M)	1491	1651	1843	2050
высота (H)	1356	1506	1687	1880
Диаметр рабочего колеса, мм	900	1000	1120	1250
Масса дымососа без электродвигателя, т	0,435	0,575	0,760	1,05
Завод-изготовитель	Бийский котельный завод			

Примечания 1 Температура перемещаемой среды для всех дымососов
 2 Дымососы ДН изготавливаются с противозадной защитой лопаток, а мазутных котлов.

* В числителе приведены данные при частоте вращения вала 980 об/мин, а в

всасывания типа ДН

ДН-15	ДН-17	ДН-19	ДН-21	ДН-22 ДН-22ГМ	ДН-24 ДН-24ГМ	ДН-26 ДН-26ГМ
$\frac{50}{39}$	$\frac{73}{55}$	$\frac{102}{77}$	$\frac{138}{105}$	$\frac{142}{112}$	$\frac{176}{145}$	$\frac{242}{190}$
$\frac{2,5}{1,5} \left(\frac{256}{150} \right)$	$\frac{3,6}{1,9} \left(\frac{366}{191} \right)$	$\frac{4,5}{2,4} \left(\frac{457}{240} \right)$	$\frac{5,5}{2,9} \left(\frac{559}{293} \right)$	$\frac{3,2}{2} \left(\frac{325}{210} \right)$	$\frac{3,9}{2,5} \left(\frac{390}{250} \right)$	$\frac{4,58}{2,9} \left(\frac{458}{392} \right)$
$\frac{49,0}{19,6}$	$\frac{78,5}{36,0}$	$\frac{157}{94,5}$	$\frac{262}{105}$	$\frac{158}{80}$	$\frac{234}{124}$	$\frac{385}{189}$
	83	1000	84		750	
					82	
—	—	—	—	3394	3490	3584
—	—	—	—	3580	3870	4160
—	—	—	—	4200	4600	4980
1500	1700	1900	2100	2200	2400	2600
—	—	—	—	7,1	7,9	8,9
Хабаровский «Энергомаш»	Артемовский машино- строительный завод			Барнаульский котельный завод		

200 °С
 ДН-22ГМ, ДН-24 ГМ и ДН-26ГМ — без этой защиты и предназначены для газо.

знаменателе — при 740 об/мин

Глава 4

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ И ПУСКОВЫЕ РАБОТЫ ПО ОБОРУДОВАНИЮ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ЖИДКОГО ТОПЛИВА

4.1. ПРОВЕРКА ОСНОВНЫХ РЕШЕНИЙ ПРОЕКТА ПО УСТРОЙСТВУ МАЗУТНЫХ ХОЗЯЙСТВ

В предпусковой период должны быть проведены работы по изучению технической документации и проверке правильности решений по устройству мазутного хозяйства согласно СНиП, ПТЭ и ПТБ. Различают наружное и внутреннее мазутное хозяйство. К наружному мазутному хозяйству относятся: мазутохранилища, мазутонасосная, наружные паро- и мазутопроводы, сливные устройства мазута и др. Внутреннее мазутное хозяйство включает в себя паро- и мазутопроводы в пределах котельной, горелки, подогреватели.

Резервуары должны быть оборудованы устройствами, позволяющими надежно и равномерно производить нагрев мазута.

Общие положения по содержанию жидкого топлива в резервуарах:

- а) в местах отбора жидкого топлива из резервуаров должна поддерживаться температура мазута марки 40 — менее 60, марки 100 — менее 80, легкого нефтяного топлива — менее 10 °С;

- б) для разогрева мазута в подогревателях мазутохранилищ применяется пар давлением 0,8—1 МПа (8—10 кгс/см²) или вода с температурой не менее 120 °С;

- в) подачу топлива в резервуары следует производить под уровень топлива.

В настоящее время наиболее распространены две принципиальные схемы подачи мазута в котельную:

- а) одноступенчатая со следующей последовательностью установок основного оборудования: фильтр грубой очистки — мазутный насос — подогреватель — фильтр тонкой очистки;

- б) двухступенчатая со следующей последовательностью установок основного оборудования: фильтр грубой очистки — насос 1-го подъема — подогреватель — фильтр тонкой очистки — насос 2-го подъема.

При использовании рециркуляционного разогрева в одноступенчатой схеме насосы, подающие мазут на рециркуляцию, являются независимыми от основной схемы и работают по самостоятельному кольцу. В двухступенчатой схеме рециркуляционный разогрев может осуществляться аналогично одноступенчатой схеме, т. е. по самостоятельному контуру или для рециркуляции используется насос 1-го подъема.

Проверка выбора оборудования мазутонасосных производится исходя из основных положений по проектированию:

- а) для растопочных мазутонасосных производительность основного оборудования и основных всасывающих и нагнетательных мазутопроводов принимается из расчета расхода мазута на одновременную растопку двух котлов с нагрузкой, равной 30 % их номинальной производительности; для мазутонасосных основного, резервного и аварийного мазутохозяйств — из расхода мазута при работе всех котлов с номинальной производительностью и с учетом перспективы расширения котельной;

- б) давление мазута у форсунок энергетических котлов принимается равным 3,5 МПа (35 кгс/см²) и согласовывается с заводом — поставщиком котлов;

- в) давление мазута у форсунок водогрейных котлов 2—3 МПа (20—30 кгс/см²) В промышленных ТЭЦ вследствие большого дефицита высоконапорной арматуры применяется давление 2—2,5 МПа (20—25 кгс/см²);

- г) вязкость мазута у форсунок должна быть не более 2,5 °ВУ;

- д) температура мазута на выходе из насосной определяется по указанной выше вязкости для определенной марки мазута с учетом того, что потери температуры по трассе составляют 1—1,5 °С на 100 м. Температура на выходе из мазутонасосной обычно бывает 120—160 °С;

- е) мазутные насосы должны быть защищены от попадания в них посторонних включений установкой на линии всасывания предпочтительно индивидуальных мазутных фильтров грубой очистки;

- ж) мазутные горелки должны быть защищены от попадания включений установкой фильтров с мелкой сеткой (до 40 отверстий на 1 см²);

- з) паропроводы перед подогревателями должны быть защищены от попадания мазута установкой обратных клапанов;

- и) количество мазута, возвращаемого от котлов в резервуары (рециркуляция), принимается в среднем 10—25 %;

- к) фильтры и мазутоподогреватели должны быть обеспечены удобными для обслуживания линиями продувки и дренажа. Схема мазутопроводов в подогреватель должна обеспечить увеличенный пропуск мазута (примерно в 2 раза) для выполнения самоочистки подогревателя;

- л) дренаж мазута от фильтров, трубопроводов и другого оборудования должен направляться в дренажный приямок, откуда перекачивается в резервуар;

- м) количество основных мазутных насосов должно быть не менее трех (из них два рабочих), а количество рециркуляционных насосов — не менее двух;

- н) подача мазута в котельную должна предусматриваться по циркуляционной схеме, а легкого нефтяного топлива — по тупиковой схеме.

Количество устанавливаемых фильтров и подогревателей с учетом одного резервного определяется по принятым расчетной производительности насосов и схеме.

Существуют две схемы компоновки мазутонасосной: блочная (насос — подогреватель — фильтр) без поперечных связей и коллекторная, которая позволяет включать в работу любое сочетание из установленного оборудования. Блочная схема хорошо komponуется с минимальным количеством арматуры, но имеет тот недостаток, что при выходе из строя одного из элементов оборудования останавливается вся нитка. Коллекторная схема требует большего количества арматуры, однако она более надежна в работе. Возможно применение также смешанной схемы.

При компоновке любой схемы следует учитывать возможность ремонта арматуры без выключения из работы оборудования мазутного хозяйства. Компоновка оборудования должна быть такой, чтобы обеспечивался свободный проход вдоль всей насосной шириной 1,5—2 м для перемещения оборудования.

В типовых проектах установка подогревателей осуществляется вне здания мазутонасосной, а фильтры тонкой очистки устанавливаются внутри здания. При такой схеме усложняется обслуживание, но появляется возможность расположить всю основную арматуру в помещении. Для районов с расчетной зимней температурой —10...—15 °С фильтры следует устанавливать также на открытой площадке. При любых схемах и компоновках необходимо:

1. В нижних точках мазутопроводов предусмотреть линии для спуска мазута в дренажный бак во время остановки.

2. После мазутных насосов врезать линии рециркуляции диаметром 25 мм на линии всасывания, с тем чтобы имела возможность регулировать давление в напорной линии (по месту).

3. При использовании подающих мазут на форсунки насосов производительностью, превышающей требуемый расход топлива котельной более чем на 30 %, следует устраивать разгрузочные линии. Для этого врезается перемычка с вентилем, соединяющая напорный трубопровод (перед подогревателем) с линией рециркуляции, идущей от котлов в резервуары склада.

При прокладке мазутопроводов необходимо, чтобы рядом с ними находились паропроводы, линия рециркуляции, конденсатопроводы. Все трубопроводы обматываются общей изоляцией.

От котельной, для которой мазут является основным или резервным топливом, до насосной укладываются две напорные мазутные линии, две паровые и одна линия рециркуляции. Каждый напорный мазутопровод рассчитывается на подачу 75 %-ной расчетной производительности. Скорость мазута в трубопроводах принимается 1,4...2 м/с, скорость перегретого пара в паропроводах — 40...60 м/с, конденсата в конденсатопроводах — 1,3...2 м/с. Все трубы прокладываются с уклоном 0,003—0,005 в сторону мазутонасосной. Прокладка паровых и мазутопроводов от главного корпуса к мазутонасосной производится, как правило, надземной на опорах. Расстояние от верха изоляции до земли должно быть не менее 2 м, в местах над дорогами — не менее 4,5 м, до головки рельсов железнодорожного пути — не менее 8 м. В нижних точках мазутопроводов должны устанавливаться вентили для опорожнения линий, в верхних точках — вентили для выпуска воздуха.

На всасывающих и напорных линиях мазута должна устанавливаться аварийная запорная арматура на расстоянии не ближе 10 м и не далее 50 м от насосной. На вводе в котельную устанавливается арматура с дистанционными электрическими приводами.

Компенсаторы и арматура, укладываемые в непроходных каналах, должны располагаться в специальных камерах, имеющих достаточные размеры для обслуживания и люк для выхода на поверхность. Трасса паровых и мазутопроводов выбирается так, чтобы термическое удлинение компенсировалось поворотами трассы. В необходимых случаях устанавливаются П-образные компенсаторы. Мазутопроводы должны быть заземлены для отвода электричества, возникающего от статических зарядов при повышенных скоростях мазута в трубопроводах.

Из паропроводов насыщенного пара и тупиковых участков перегретого должен быть устроен автоматический отвод конденсата с помощью конденсатоотводчиков с обратным клапаном и байпасом. Все отключаемые участки паропроводов должны быть оборудованы вентилями для продувки. На всех мазуто-, паровых и конденсатопроводах диаметром $D_y = 50$ мм и выше при температуре 120 °С должна устанавливаться стальная арматура, так как чугунная арматура неудовлетворительно переносит термическое расширение, особенно на открытом воздухе.

Слив мазута из железнодорожных цистерн производится в сливные лотки, по которым топливо поступает в приемную емкость. Уклон лотков и труб, по которым сливается топливо, принимается не менее 0,01. При доставке топлива автотранспортом для слива его в приемную емкость или непосредственно в мазутохранилище должны быть предусмотрены приемные лотки или воронки. При расчете сливных устройств необходимо учитывать следующие нормы:

а) вместимость приемной емкости для топлива, доставляемого железнодорожным транспортом, должна обеспечить при аварийной остановке перекачивающих насосов прием топлива в течение 30 мин (исходя из нормативного времени в летний период);

б) для перекачивания топлива из приемного резервуара должно быть предусмотрено не менее двух насосов (оба рабочие). Производительность насосов выбирается по количеству топлива, сливаемого в одну ставку, цистерн и нормативному времени их слива;

в) длина фронта разгрузки мазута, применяемого в качестве аварийного или растопочного: на одну железнодорожную цистерну — для котельных производительностью до 419 ГДж/ч (100 Гкал/ч); на две цистерны — для котельных производительностью более 419 ГДж/ч (100 Гкал/ч);

г) сливные устройства легкого нефтяного топлива предусматриваются для приема одной железнодорожной или автомобильной цистерны;

д) сливные устройства для мазута, доставляемого автотранспортом, предусматриваются на разгрузку одной автомобильной цистерны;

е) общая емкость резервуаров жидких присадок определяется условиями доставки (железнодорожный или автомобильный транспорт), но должна быть не менее 0,5 % емкости мазутохранилища. Количество резервуаров — не менее двух.

Разогрев топлива, доставляемого в автомобильных цистернах, не предусматривается. В приемных емкостях, лотках и трубах должны предусматриваться теплообменники. Выбор площади поперечного сечения лотков производится из условия скорости в них 0,4 м/с.

Расход пара на разогрев и пропарку цистерн при давлении 1,2—1,3 МПа (12—13 кгс/см²) и температуре наружного воздуха —10...—30 °С составляет 85—120 кг на 1 т мазута и определяется по следующей формуле:

$$Q = Gqn_{1,2}/T \text{ кг/ч,}$$

где G — масса мазута в цистерне, т; q — удельный расход пара на 1 т мазута, кг/т; n — число цистерн, шт.; 1,2 — коэффициент запаса; T — время расхода пара, ч.

Расход пара на промежуточные емкости вместимостью 60 м³ составляет 180 кг/ч, 100 м³ — 300 кг/ч.

На шите мазутонасосной должны устанавливаться следующие приборы, показывающие и измеряющие:

- а) температуру мазута, подаваемого в котельную;
- б) давление мазута, подаваемого к котлам;
- в) давление мазута, поступающего от котлов;
- г) расход мазута, подаваемого к котлам, и расход мазута, поступающего от котлов;
- д) температуру мазута в каждом резервуаре;
- е) уровень мазута в каждом резервуаре;
- ж) давление мазута в рециркуляционной линии (подача мазута на обогрев резервуаров);
- з) расход пара, идущего на мазутное хозяйство и на мазутослив;
- и) температуру мазута за каждым подогревателем.

Кроме того, на шите устанавливаются приборы, подающие сигнал аварийной остановки насосов (перекачивающих, рециркуляционных, подачи мазута в котельную), а также сигнализирующие о максимальном уровне мазута в резервуарах и промежуточной емкости.

4.1. Ротационно-зубчатые насосы типа РЗ

Показатель	РЗ-60а	РЗ-30и	РЗ-7,5	РЗ-4,5
Производительность, м³/ч	38	18	5	3,3
Давление нагнетания, МПа (кгс/см²)	0,28 (2,8)	0,48 (4,8)	0,3 (3)	0,33 (3,3)
Высота всасывания, м	7	6	3	3
Условная вязкость, °УВ	10—250	10—200	22—42	22—42
Температура, °С			До 60	
Мощность на валу насоса при максимальном давлении, кВт	9,5	5	2	1,5
Частота вращения, об/мин	970	1000	1450	1450
Габаритные размеры агрегата (с электродвигателем), мм:				
длина (А)	1066	910	765	660
ширина (В)	485	443	345	345
высота (Н)	595	476	340	347
Диаметры патрубков, мм:				
всасывающего	100	70	32	25
нагнетающего	—	—	—	—
Масса, кг	93	49	15,5	13

Примечание. Насосы типа РЗ 60а; РЗ-30и; ЗВ-4-25 и ЗВ-16-25 изготавливаются заводом, МВН — Сызранским турбостроительным заводом.

• Применяются для перекачивания мазута и масла.

4.2. Центробежные насосы типа НЖФ-150, центробежно-вихревые типа мазута типа

Показатель	НЖФ-150	2,5ЦВ-1,5	2,5ЦВ-1,3
Производительность, м³/ч	220	20—34	15—29
Давление нагнетания, МПа (кгс/см²)	0,39 (3,9)	2—0,53 (20—5,3)	2,1—0,53 (21,2—5,3)
Высота всасывания, м	—	7	7
Перекачиваемая жидкость	Жомоводяная смесь, мазут		Вода,
Температура, °С			До
Мощность на валу насоса при максимальном давлении, кВт	40	40	28
Частота вращения, об/мин	1450	2900	2900
Габаритные размеры агрегата (с электродвигателем), мм:			
длина	1300	1255	1255
ширина	755	604	604
высота	709	431	595
Диаметры патрубков, мм:			
всасывающего	200	60	60
нагнетающего	150	50	50
Масса насоса, кг	475	436	409

Примечание. Насосы НЖФ-150 и 12НА изготавливаются заводом, насосы УПМ-25/140 — Кировоградским заводом «Сахгидромаш».

и винтовые насосы типов МВН и ЗВ*

РЗ-3	МВН-25	МВН-10	МВН-6	МВН-1,5	МВН-0,8	ЗВ-4-25	ЗВ-16-25
1,1 1,45 (14,5)	90 2,5 (25)	42 2,5 (25)	22,5 2,5 (25)	5,4 2,5 (25)	2,9 0,5 (5)	6,6 2,5 (25)	22 2,5 (25)
5 22—42	4 3—30	4 3—30	4 3—30	4 3—30	4 3—30	6 3—10	5,5 3—10
			До 80			До 60	
1,1 1450	83 1450	38,5 1450	22,7 1450	6,2 2900	0,62 1450	7,5 2900	22 3000
655 370 347	1030 460 615	767 320 430	59,1 320 410	322 180 270	275 150 175	990 325 305	1270 548 563
20 —	— —	— —	— —	— —	— —	57 45	108 89
11 —	470 —	216 —	115 —	30 —	13 —	134 —	230 —

ливенским заводом «Ливгидромаш», РЗ-7,5; РЗ-4,5 и РЗ-3 — Сумским насосным

2,5ЦВ, погружные артезианские типа 12НА и установка по перекачиванию УПМ-25/140

2,5ЦВ-1,1	2,5ЦВ-0,8	12НА-22×6	12НА-9×4	УПМ-25/140
10—24 2,2—0,58 (22,4—5,8) 7	5—12 2—0,72 (20—7,2) 7	150 0,72—0,52 (7,2—5,2) —	50 0,52 (5,2) —	8,9 2,5 (25) —
мазут			Мазут	
105 20 2900	14 2900	15 1470	До 80 10 1470	50—70 10 1500
1150 528 525	1150 528 525	— — —	— — —	1150 570 565
60 50 338	60 50 325	200 150 867—1360	200 100 645—1200	50 50

машиностроительным заводом, насосы 2,5ЦВ — ливенским заводом «Ливгидромаш»,

4.2. НАСОСЫ МАЗУТНЫЕ

Насосы, применяемые в мазутных хозяйствах, отличаются по своим характеристикам: для подачи мазута в резервуары складов применяются насосы большой производительности и малого давления, а для обеспечения форсунок — малой производительности и сравнительно большого давления. Чаще применяются ротационно-зубчатые, погружные и винтовые насосы, реже поршневые и центробежные (табл. 4.1 и 4.2). Ротационно-зубчатые насосы типа РЗ-60а (рис. 4.1) и РЗ-30и имеют высоту всасывания соответственно 7 и 6 м и в мазутных хозяйствах применяются для подачи мазута из приемных емкостей в резервуары. Лучшими для этой цели считаются погружные насосы 12НА-9 × 4 и 12НА-22 × 6 (рис. 4.2). Эти насосы устанавливаются вне

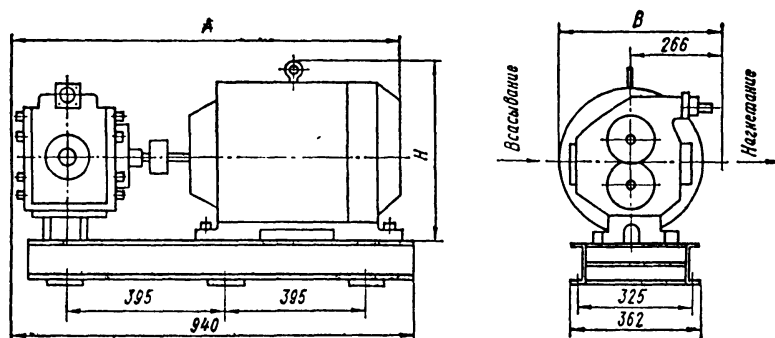


Рис. 4.1. Насос ротационно-зубчатый РЗ-60а

помещения, непосредственно над емкостями. Центробежные насосы НЖФ-150 используются для подачи мазута из наземных емкостей в резервуары. Для подачи мазута к форсункам широко применяются перекачивающие установки УПМ-25/140 (рис. 4.3). В нагнетательной линии насоса смонтирован предохранительно-разгрузочный клапан для перепуска жидкости на себя при повышении давления сверх допустимого. К недостаткам установки следует отнести то, что она работает под заливом топлива и плохо поддается ремонту. Винтовые насосы типа МВН хорошо зарекомендовали себя как высоконапорные, работающие с мазутом большой вязкостью до 30 °ВУ. Винтовые насосы 3В-4-25 (рис. 4.4) и 3В-16-25 применяют для подачи мазута к горелкам, обладают самовсасывающей способностью. Перед пуском мазутных насосов следует проверить направление вращения и заливку перекачиваемой жидкостью внутренних частей корпусов.

Управление перекачивающими насосами, устанавливаемыми на промежуточной емкости, осуществляется по месту их установки. Насосы должны отключаться автоматически: при понижении уровня мазута в промежуточной емкости ниже допустимого и при повышении температуры упорно-опорного подшипника.

На всасывающих линиях у резервуаров и напорных от перекачивающих насосов устанавливаются задвижки с электроприводом, управление выносятся на щит мазутонасосной. Управление насосами подачи мазута в котельную производится со щита, предусматривается автоматическое включение резервного (АВР) насоса.

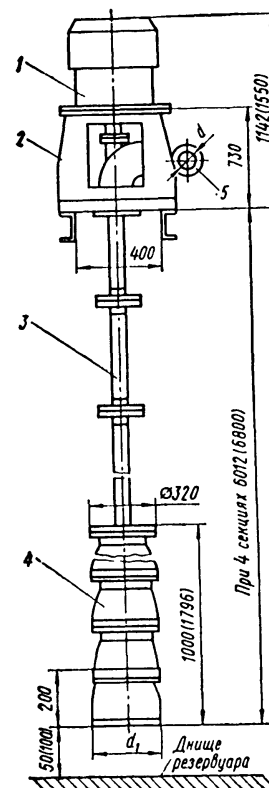


Рис. 4.2. Насосы погружные 12НА-9×4 и 12НА-22×6:

1 — электродвигатель; 2 — опорная стойка; 3 — напорная колонка; 4 — секция

Рис. 4.3. Установка для перекачки мазута УПМ-25/140:

1 — насос НШ-98; 2 — плита; 3 — электродвигатель

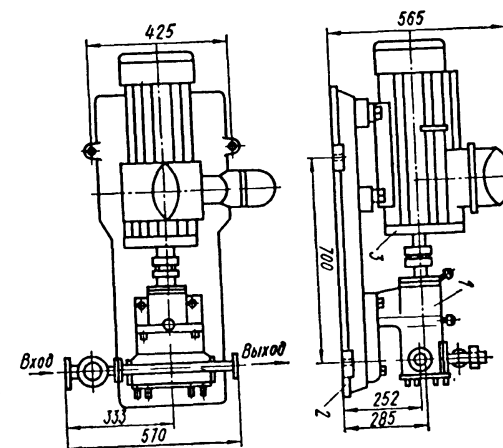
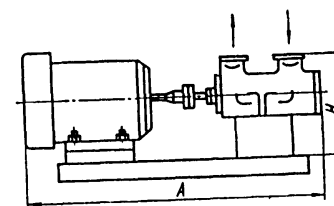
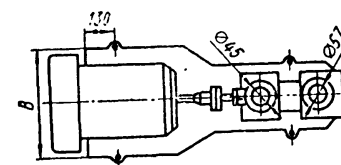


Рис. 4.4. Насос винтовой 3В-4-25



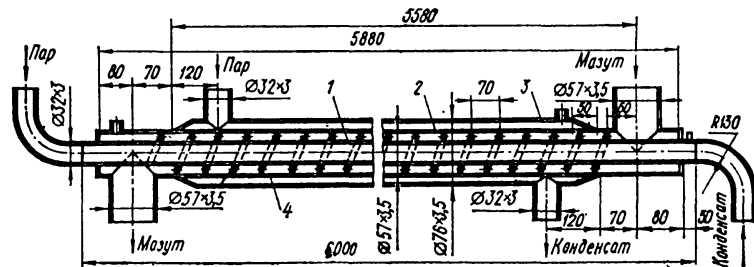
Управление насосами рециркуляционного разогрева также выносятся на щит. Предусматривается автоматическое регулирование температуры мазута в подогревателях с помощью электронных регуляторов, установленных на паровом коллекторе.

На дренажных приемках (или баках) устанавливаются дренажные насосы, которые включаются и выключаются автоматически от указателей уровня. Предусматривается установка сигнализации предельного уровня с выносом сигнала на щит.



Technical drawing of a vertical cylindrical tank. The top view shows a circular cross-section with a diameter D_k . The height of the tank is H . The tank has a top flange with two bolts. Two side ports, labeled A and B, are located on the left side. The bottom flange has four legs, with dimensions A and B indicating the spacing between them. A 120-degree angle is indicated between the legs.

гревателя, состоящего из четырех секций, приведена в табл. 4.4.



4.3. Фильтры мазутные вертикальные таганрогского котлостроительного завода «Красный котельщик»

Показатель	ФМ-25-30-40(5)	ФМ-40-30-40(5)	ФМ-10-60-40(5)	ФМ-10-120-40(5)	ФМ-10-240-40(5)
Производительность, т/ч	30	30	60	120	240
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	2,5 (25)	4 (40)	1 (10)	1 (10)	1 (10)
Площадь поверхности фильтрации, м ²	0,315	0,315	0,51	1,22	1,95
Объем фильтра, м ³	0,07	0,079	0,158	0,45	0,95
Масса, кг	220	256	360	560	1030
Габаритные размеры, мм:					
диаметр D_n	325	325	426	630	—
высота H	1248	1354	1640	1985	—

4.4. Техническая характеристика четырехсекционного высокоэффективного мазутоподогревателя

Производительность	6,8 т/ч
Площадь поверхности нагрева . . .	12 м ²
Температура мазута:	
перед подогревателем	70—80 °С
после подогревателя	150—160 °С
Давление пара перед подогревателем	0,5—1,2 МПа
	(5—12 кгс/см ²)
Гидравлическое сопротивление . . .	0,1—0,15 МПа
	(1—1,5 кгс/см ²)
Коэффициент теплопередачи	580 Вт/(м ² ·К)
	[500 ккал/(м ² ·ч·°С)]
Габаритные размеры:	
длина	6000 мм
ширина	300 мм
высота	780 мм
Масса подогревателя	470 кг

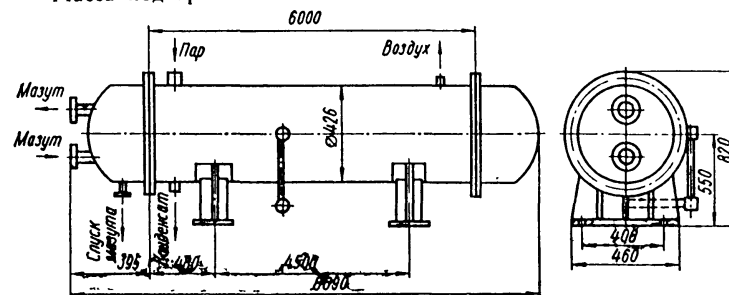


Рис. 4.7. Горизонтальный подогреватель мазута типа ПМ-40-15 таганрогского котлостроительного завода «Красный котельщик»

4.5. Подогреватели мазута таганрогского котлостроительного завода «Красный котельщик»

Показатель	Вертикальный типа ТКЗ	Горизонтальный	
		ПМ-40-15	ПМ-40-30
Производительность, т/ч	6	15	30
Площадь поверхности нагрева, м²	3,5	30	100
Рабочее давление, МПа (кгс/см²):			
мазута в трубной системе	2,5 (25)	40	
пара	1,3 (13)	10	
Объем подогревателя, м³:			
по мазуту	—	0,3	1
по пару	—	0,45	1,86
Диаметр труб, мм	—	38 × 2,5	38 × 2,5
Количество ходов по мазуту	—	12	
Гидравлическое сопротивление, кПа	—	166 (1,65)	266 (2,65)
(кгс/см²)			
Масса, кг	770	1970	4870

В табл. 4.5 приведены характеристики подогревателей, выпускаемых таганрогским котлостроительным заводом «Красный котельщик». Горизонтальный подогреватель типа ПМ-40-15 показан на рис. 4.7.

4.4. МАЗУТНЫЕ И ГАЗОМАЗУТНЫЕ ГОРЕЛКИ И ТРЕБОВАНИЯ К ИХ УСТАНОВКЕ

Экономичность работы котлов в большой степени зависит от применяемых горелочных устройств. Горелки должны работать с минимальным коэффициентом избытка воздуха $\alpha_r = 1...1,03$, иметь большой диапазон регулирования, выдавать требуемую длину факела. Конструкция их должна быть такой, чтобы можно было автоматизировать процесс горения.

Для горения жидкого топлива необходимо распылить его на мельчайшие частицы. Жидкое топливо в распыленном виде после форсунок встречается с воздухом в конце амбразуры, и горение его происходит в топочной камере. С улучшением распыления уменьшаются потери от химического недожога.

По способу распыления все мазутные горелки можно разделить на горелки воздушного распыления, парового и механического распыления. В практике широко распространены горелки с механическим распылением жидкого топлива.

По способу аэродинамической организации факела газомазутные горелки подразделяются на вихревые, прямоточные и прямоточно-вихревые. По количеству подводимых воздушных потоков газомазутные горелки делятся на одно-, двух- и трехпоточные.

В вихревых горелках воздух закручивается специальными улиточными или лопаточными регистрами. В улиточных регистрах закручивание воздуха осуществляется по спирали (улитке), в лопаточных — специальными лопатками.

При установке горелок следует соблюдать следующие требования:

1. В котлах, работающих на жидком топливе с высоким содержанием серы и при низкой температуре уходящих газов, сжигание топлива

должно производиться с коэффициентом избытка воздуха $\alpha_r = 1,01...1,02$, присосы в топочной камере должны быть не выше $\Delta\alpha_r = 1...2\%$.

2. Температура газов на выходе из топки должна быть на 50...70 °С ниже точки размягчения золы жидкого топлива. При более высокой температуре возникает опасность загрязнения конвективных поверхностей нагрева и увеличения коррозионного износа труб пароперегревателя.

3. Расстояние между осями соседних горелок по горизонтали или между ярусами по вертикали принимается не менее $(2,6-3)d$, где d — диаметр устья амбразуры, расстояние от крайней горелки до боковой стены — не менее $3,5d$. При меньшем расстоянии крайних горелок до боковых стен следует поворачивать эти горелки к центру топки на 7—15°. Расстояние от всех нижних горелок до пода должно быть не менее $(3-3,5)d$.

4. Длина факела, м, необходимая для выгорания 98 % топлива для вихревых и прямоточно-вихревых горелок, рассчитывается по формуле

$$l_{\phi} = 1,5 \left(\frac{\alpha_r}{\alpha_r - 0,5} \right)^2 B^n,$$

где B — производительность горелки, т/ч; n — показатель, который при производительности 800 кг/ч принимается равным 0,75; 1000 кг/ч — 0,7; 1200 кг/ч — 0,68; 1500 кг/ч — 0,65; 2000 кг/ч — 0,6; 3000 кг/ч — 0,5.

Эта формула применяется для механических форсунок с давлением мазута $P_m > 4$ МПа (40 кгс/см²), давлением воздуха $P_v = 1,0...1,3$ кПа (100...130 кгс/м²). При пониженных параметрах $P_m \approx 2$ МПа (20 кгс/см²) и $P_v = 0,7$ кПа (70 кгс/м²) длина факела увеличивается на 10 %.

5. Дальность факела, м, зависит от влияния подъемных сил в топке и определяется по формуле $b_{\phi} = Kl_{\phi}$, где K — коэффициент, зависящий от осевой скорости w в амбразуре (при $w = 20$ м/с $K = 0,45$; при $w = 35$ м/с $K = 0,5$; при $w = 50$ м/с $K = 0,55$).

6. Глубина топки при фронтном расположении горелок принимается 1,05 b_{ϕ} , при встречном — 1,1 b_{ϕ} .

7. Скорость воздуха в подводных коробах к горелкам должна быть не более 10 м/с.

8. Амбразуры газомазутных горелок должны иметь конусообразное расширение в сторону топки (для каждой горелки угол раскрытия устанавливается проектом). Экранные трубы у амбразур должны быть ошпированы и покрыты огнеупорной мастикой.

9. Горелки должны быть укомплектованы рабочей и растопочной форсунками, запорной и регулирующей арматурой, устройствами для установки и подключения форсунки, электрозапальника и фотодатчика, регулирующими воздушными шиберами.

Запальник, фотодатчик, а также пульт контроля и управления поставляются с горелкой только по требованию заказчика.

10. Горелки должны иметь тепловую изоляцию, обшитую алюминиевым декоративным листом.

11. При использовании газомазутных горелок для котлов, работающих только на мазуте, допускается газовую часть горелок не устанавливать.

12. Детали горелок (форсунки, завихрители воздуха и др.), воспринимающие тепловые излучения факела из топки, должны выполняться из жаростойких сталей типа 20Х23Н13, 20Х23Н18.

13. У каждой горелки на специальном щитке (местном или групповом) должны быть установлены показывающие приборы и устройства управления.

14. Для работы котлов с малыми коэффициентами избытка воздуха форсунки подбираются по производительности с разбросом $\pm(1,5-2)\%$, при этом должно быть обеспечено равномерное распределение воздуха по горелкам.

15. Компоновка горелок в топочных камерах может быть фронтальной, встречной, тангенциальной и подовой.

При фронтальной компоновке горелки устанавливаются на передней (фронтальной) стенке в один или несколько ярусов в зависимости от ширины топки. Количество ярусов определяется из условий свободного

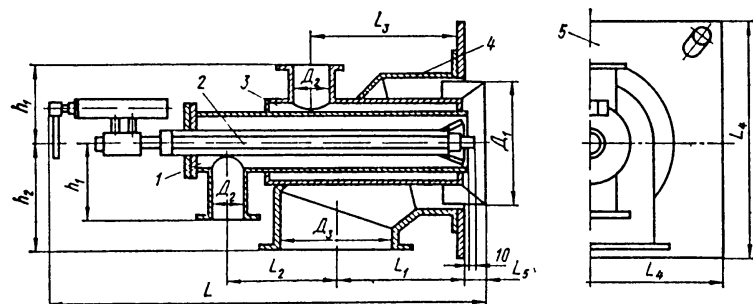


Рис. 4.8. Горелка газомазутная ГМГм

развития факела единичной горелки без касания экранов топки. Преимущество этой компоновки: удобное обслуживание горелок, хорошее наблюдение за факелами. При фронтальной компоновке в основном применяются вихревые горелки.

При встречной компоновке горелки устанавливаются на фронтальной, задней или на боковых стенках топочной камеры. Допускается установка горелок в несколько ярусов и со смещением осей в горизонтальной плоскости. При такой компоновке предпочтительно применяются вихревые или прямоточно-вихревые горелки.

Тангенциальная компоновка горелок используется для котлов большой производительности, имеющих топки квадратного или прямоугольного сечения (в плане) с соотношением сторон не более 1:1,2. Оси горелок должны быть направлены по касательной к воображаемой окружности в центре топки с радиусом $r = (0,3...0,15)R$, где R — радиус окружности, вписанной в план топки. Топка должна иметь не менее двух ярусов горелок. Преимущество этой компоновки: имеется дополнительное перемешивание топливовоздушной смеси. Применяемые горелки для этой компоновки — прямоточно-вихревые с подачей закрученного воздуха 25—30 % от общего количества, идущего на горение.

При подовой компоновке горелки устанавливаются в поду топки в два ряда, параллельно фронтальной стенке. Расстояние от экранов до оси горелок и между осями горелок (по фронту котла) принимается не менее $3d$, расстояние между рядами горелок не менее $2,5d$. Уровень среза амбразуры (выход) должен быть выше на 150—200 мм пода топки. Преимуществом этой компоновки является удобство обслуживания и хорошее наблюдение за факелами. При этой компоновке применяются горелки вихревого или прямоточно-вихревого типа.

Горелки газомазутные типа ГМГм применяются на котлах производительностью до 40 т/ч. Горелка состоит (рис. 4.8) из регистра вторичного воздуха 4, паромеханической форсунки 2, газораспределительного устройства 3, регистра первичного воздуха 1, монтажной плиты 5.

Горелки предназначены для раздельного или совместного сжигания жидкого топлива [мазута топочного М40 и М100, флотского (Ф5 и Ф12)] и газа (горючего теплотой сгорания $Q_p^R = 35,61$ МДж/м³ (8500 ккал/м³)). При сжигании газа с теплотой сгорания, отличной от указанной, необходимо делать перерасчет площади сечений газораспределительных отверстий. Горелки могут быть использованы для сжигания легкого топлива (дизельное, солярка), при этом необходимо делать перерасчет производительности в зависимости от его удельной массы и вязкости.

4.6. Технические характеристики горелок ГМГм*

Показатель	ГМГ-1,5м	ГМГ-2м	ГМГ-4м	ГМГ-5м	
Производительность при номинальной нагрузке, ГДж/ч (Гкал/ч)	5,65 (1,35)	6,28 (1,5)	8,38 (2)	16,7 (4)	21 (5)
Давление мазута при номинальной производительности, МПа (кгс/см ²)	1,25 (12,5)	1,6 (16)	2 (20)		
Вязкость мазута у форсунок, °УВ	3				
Длина факела при номинальной нагрузке на мазуте, м	1,1—1,3	1,1—1,3	1,4—1,6	1,5—2	2—2,5
Угол раскрытия факела, ...	От 65 до 75				
Давление газа при работе на газообразном топливе, кПа (кгс/м ²)	3,72 (380)	4,9 (500)	3,53 (360)	3,72 (380)	
Сопротивление горелки по воздуху, кПа (кгс/м ²)	0,83 (85)	1 (110)	1,2 (120)		
Общий расход воздуха, м ³ /ч	1200	1700	2700	5400	6750
Давление пара на распыливание при работе на нагрузках ниже 70 %, МПа (кгс/см ²)	0,1—0,15 (1—1,5)		0,1—0,2 (1—2)		

* Коэффициент избытка воздуха на номинальной нагрузке при работе на газе составляет 1,05, на мазуте — 1,15, а на минимальной нагрузке при работе на газе 1,3, на мазуте — 1,35.

Технические характеристики горелок при работе на воздухе и горючем газе с температурой 20 °С приведены в табл. 4.6, габаритные размеры — в табл. 4.7.

Дутьевые устройства должны обеспечить максимальный напор воздуха у горелок 1,2 кПа (120 кгс/м²).

Для улучшения распыления жидкого топлива при нагрузках ниже 70 % предусматривается подача пара на форсунку давлением 0,1—0,2 МПа (1—2 кгс/см²) с температурой до 200 °С.

4.7. Габаритные размеры горелок ГМГм

Тип	D_1	D_2	D_3	L	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	h_1	h_2
ГМГ-1,5м	244	108	276	969	267	240	312	500	34	180	250
ГМГ-2м	265			971							
ГМГ-4м	363	159	375	1207	373	318	431	600	50	235	360
ГМГ-5м	374	169									

Воздуховод подвода вторичного воздуха к горелке должен иметь площадь сечения, в 1,5—2 раза больше площади сечения патрубка горелки для уменьшения сопротивления. Подвод жидкого топлива и пара к горелкам должен осуществляться гнутыми коленами из стальных бесшовных труб так, чтобы имела возможность легко производить отжатие их в сторону при замене форсунок. Установка форсунки в горелку должна быть выполнена так, чтобы конец головки ее был выдвинут в амбразуру от кромки завихрителя на 10 мм. Закрутка первич-

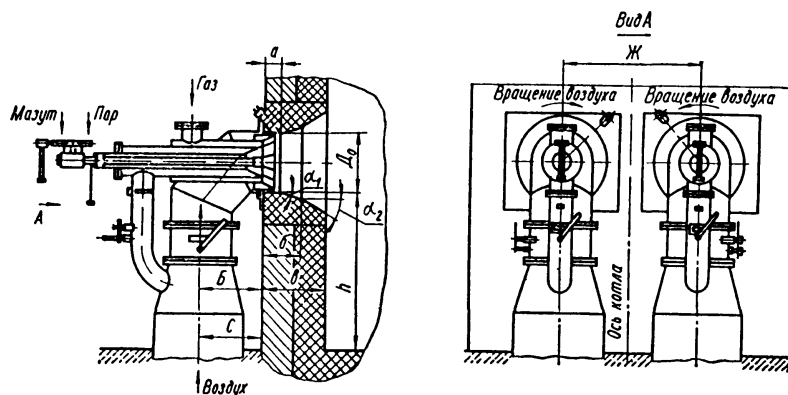


Рис. 4.9. Схема установки горелок ГМГм на котлах ДКВР

ного и вторичного воздуха регистрами в горелке должна быть односторонняя. Установка расположенных рядом горелок должна производиться так, чтобы обеспечить противоположную закрутку вторичного воздуха у горелок.

Схема установки горелок ГМГм на котлах ДКВР показана на рис. 4.9.

Точки замеров давления жидкого топлива должны быть расположены перед форсункой; горючего газа — на патрубке подвода газа; распыливающего пара — перед форсункой; первичного воздуха — на патрубке подвода первичного воздуха (у горелки); вторичного воздуха — на горелочном патрубке вторичного воздуха, слева или справа по горизонтальной оси на расстоянии 80—120 мм от плиты.

4.8. Габаритные размеры, мм, установки горелок ГМГм на котлах типа ДКВР (рис. 4.9)

Тип котла	Тип горелки	Горелка			Амбразура			
		Б	С	Ж	h	D_0	b	a
ДКВР-2,5-13	ГМГ-1,5м	267	280	550	250	250	125	50
ДКВР-4-13	ГМГ-2м					270	150	60
ДКВР-6,5-13	ГМГ-4м	378	390	800	320	380	200	80
ДКВР-10-13	ГМГ-5м							

Примечания: 1. На каждый котел устанавливаются по две горелки 2. $h = 1000$ мм; $\alpha_1 = 15^\circ$, $\alpha_2 = 30^\circ$.

Амбразуры являются составной частью горелок, поэтому при обмуровке необходимо точно выдержать размеры (рис. 4.9 и табл. 4.8).

Перевод котла с жидкого топлива на газ осуществляется снижением давления мазута до 0,3—0,5 МПа (3—5 кгс/см²) и постепенной подачей газа. После воспламенения газа мазут перекрывается и устанавливается требуемый режим согласно режимной карте. Перевод котла с газа на жидкое топливо производится после уменьшения расхода газа подачей жидкого топлива под давлением 0,3—0,5 МПа (3—5 кгс/см²). После устойчивого воспламенения прекращается подача газа и увеличивается давление мазута.

Регулирование нагрузки котла производится общим для всех горелок вентилем. Все запорные органы должны быть полностью открыты.

Горелки газомазутные типа РГМГ (рис. 4.10) предназначены для раздельного сжигания жидкого топлива и природного газа и устанавливаются на водогрейных котлах КВ-ГМ, а также могут применяться на паровых котлах, топочные камеры которых такие же, как топочные камеры водогрейных котлов. Горелка состоит из следующих основных узлов: ротационной форсунки 1, запально-защитного устройства 2, завихрителя вторичного воздуха 3, газовой части 4 и короба первичного воздуха 5.

Жидкое топливо распыливается ротационной форсункой, основными элементами которой являются ротор, корпус, завихритель,

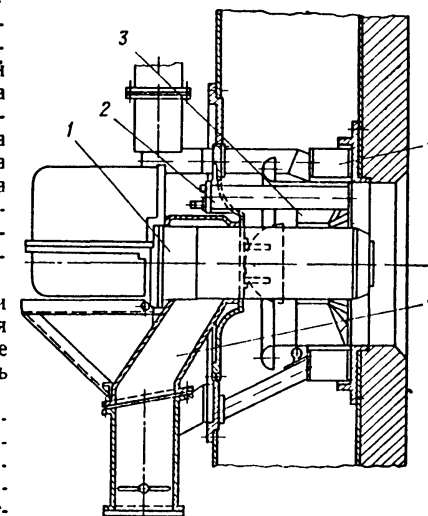


Рис. 4.10. Горелка газомазутная типа РГМГ

электродвигатель. Ротор представляет собой полый вал и приводится в движение от асинхронного электродвигателя. Жидкое топливо подается по неподвижной консольной трубке, расположенной внутри полого вала, в кольцевую полость гайки-питателя и далее по четырем радиальным каналам вытекает во внутреннюю полость распыливающего стакана. В торце стакана имеются отверстия для прохода части первичного воздуха в воздушные каналы гайки-питателя. В передней части форсунки расположен завихритель первичного воздуха с профильными лопатками, установленными под углом 30°. Первичный воздух подается к завихрителю через специальные окна вентилятором. Воздухонаправляющее устройство вторичного воздуха состоит из воздушного короба, завихрителя с профильными лопатками и переднего кольца, образующего устье горелки. Газовая часть состоит из газораздающей кольцевой камеры с однорядной системой отверстий. Коэффициент избытка воздуха при работе на газе составляет 1,07, мазуте — 1,1.

Технические характеристики горелок приведены в табл. 4.9.

Горелки газомазутные типа ГМ и ГМП (рис. 4.11) предназначены для раздельного сжигания мазута и природного газа. Горелки ГМ-2,5;

4.9. Технические характеристики горелок типа РГМГ Дорогобужского котельного завода

Показатель	РГМГ-4	РГМГ-6,5	РГМГ-7	РГМГ-10	РГМГ-20	РГМГ-30
Производительность, ГДж/ч (Гкал/ч)	16,76 (4)	27 (6,5)	29 (7)	42 (10)	84 (20)	126 (30)
Аэродинамическое сопротивление при $t_v = 10^\circ\text{C}$, КПа, (кгс/м²):						
по первичному воздуху	4,9—5,2 (500—530)	4,9—5,2 (500—530)	4,9—5,2 (500—530)	6,86 (700)	7,15 (730)	8,8 (900)
по вторичному воздуху	1 (100)	1,1 (110)	2 (200)	1,0 (105)	1,5 (150)	2,5 (250)
Характеристика электродвигателя:						
тип	АОЛ-2-31-2		АОЛ-2-22-2			
мощность, кВт	3	4	4	1,5	2,2	3
частота вращения, об/мин	2880	2880	2880	2880	2880	2880
Частота вращения ротора форсунки, об/мин	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Габаритные размеры, мм:						
длина	940	1040	1040	1170	1446	1446
ширина	1510	1510	1510	1200	1315	1460
высота	1405	1405	1405	1466	1740	1765
Масса, кг	575	650	680	550	700	800

Примечания: 1. Давление мазута не более 0,2 МПа (2 кгс/см²), газа — 14,7 ... 29,4 кПа (1500 ... 3000 кгс/м²).

2. Максимально допустимая вязкость мазута перед форсункой 8° ВУ.

ГМ-4,5; ГМ-7 и ГМ-10 устанавливаются на паровых котлах паропроизводительностью 4; 6; 5; 10 и 16 т/ч. На котле производительностью 25 т/ч горелка ГМ-7 устанавливается с камерой предварительной газификации ГМП-16 и работает по принципу двухступенчатого сжигания топлива. Конструкция всех типоразмеров горелок ГМ одинакова. Горелка состоит из форсуночного узла 1, периферийной газовой части 2 и одно-

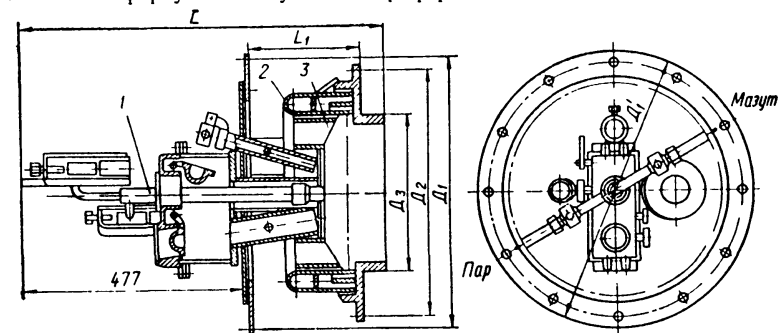


Рис. 4.11. Горелка газомазутная типа ГМ

зонного воздухонаправляющего устройства 3. В форсуночный узел входит паромеханическая форсунка и устройство, предусматривающее установку сменной форсунки, которая включается на непродолжительное время, необходимое для замены основной форсунки.

Газовая часть состоит из газового коллектора с газовыдающими отверстиями и газоподводящей трубы. Воздухонаправляющее устрой-

4.10. Технические характеристики горелок типа ГМ и ГМП завода «Ильмарине»

Показатель	ГМ-2,5	ГМ-4,5	ГМ-7	ГМ-10	ГМП-16
Производительность, ГДж/ч (Гкал/ч)	10,5 (2,5)	18,8 (4,5)	29,3 (7)	42 (10)	67 (16)
Аэродинамическое сопротивление воздухонаправляющего устройства (при $t_v = 30^\circ\text{C}$), кПа (кгс/м²)	0,78 (80)	0,88 (90)	1 (110)	1,56 (160)	3,9 (400)
Габаритные размеры, мм:					
L	800	840	910	840	910
L ₁	260	300	370	300	370
D ₁	642	728	850	728	850
D ₂	545	630	715	630	715
D ₃	362	407	458	407	458
D ₁ '	685	770	885	770	885
Масса, кг	115	136	165	136	163

Примечания: 1. Коэффициент регулирования по производительности 0,3 ... 1.

2. Давление мазута 2 МПа (20 кгс/см²), газа 24,5 кПа (2500 кгс/м²), пара на распыливание 0,1 ... 0,5 МПа (1 ... 5 кгс/см²).

3. Вязкость мазута перед форсункой 3° ВУ.

4. Коэффициент избытка воздуха за топкой для мазута 1,1, для газа — 1,05

ство представляет собой лопаточный завихритель осевого типа с профильными лопатками, установленными под углом 45° . Технические характеристики горелок приведены в табл. 4.10.

Горелки газомазутные типа ГМГБ называют горелками-лазами (рис. 4.12). В них передняя крышка поворачивается на шарнирах и после выемки форсунок амбразура используется как лаз. Отличительной особенностью этих горелок является возможность поворота лопастей регистра «на ходу», что позволяет изменять конфигурацию факела при наладке.

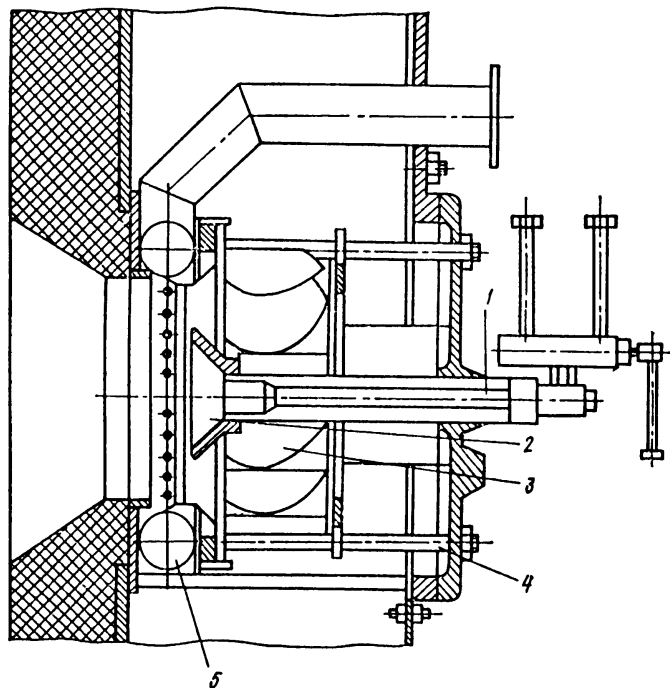


Рис. 4.12. Горелка газомазутная типа ГМГБ:

1 — форсунка паромеханическая; 2 — стабилизатор; 3 — лопатки возду-
конаправляющие поворотные; 4 — привод лопаток; 5 — коллектор газовый

Горелки выпускаются заводом «Ильмарине» производительностью 13,4 ГДж/ч (3,2 Гкал/ч), 23,5 ГДж/ч (5,6 Гкал/ч) и 37,7 ГДж/ч (9 Гкал/ч). Аэродинамическое сопротивление горелок 0,8—1,2 кПа (80—120 кгс/м²). Горелки работают с коэффициентом избытка воздуха $\alpha_r = 1,1$. Они могут устанавливаться в общем воздухопроводящем коробе или иметь индивидуальный подвод воздуха.

Вихревые газомазутные двухпоточные горелки с осевыми регистрами типа ГМВО2, ГГМ и СПЭН работают с малыми коэффициентами избытка воздуха и поддаются автоматизации процесса горения в широком диапазоне регулирования.

Горелки типа ГМВО2 (рис. 4.13) состоят из следующих узлов:

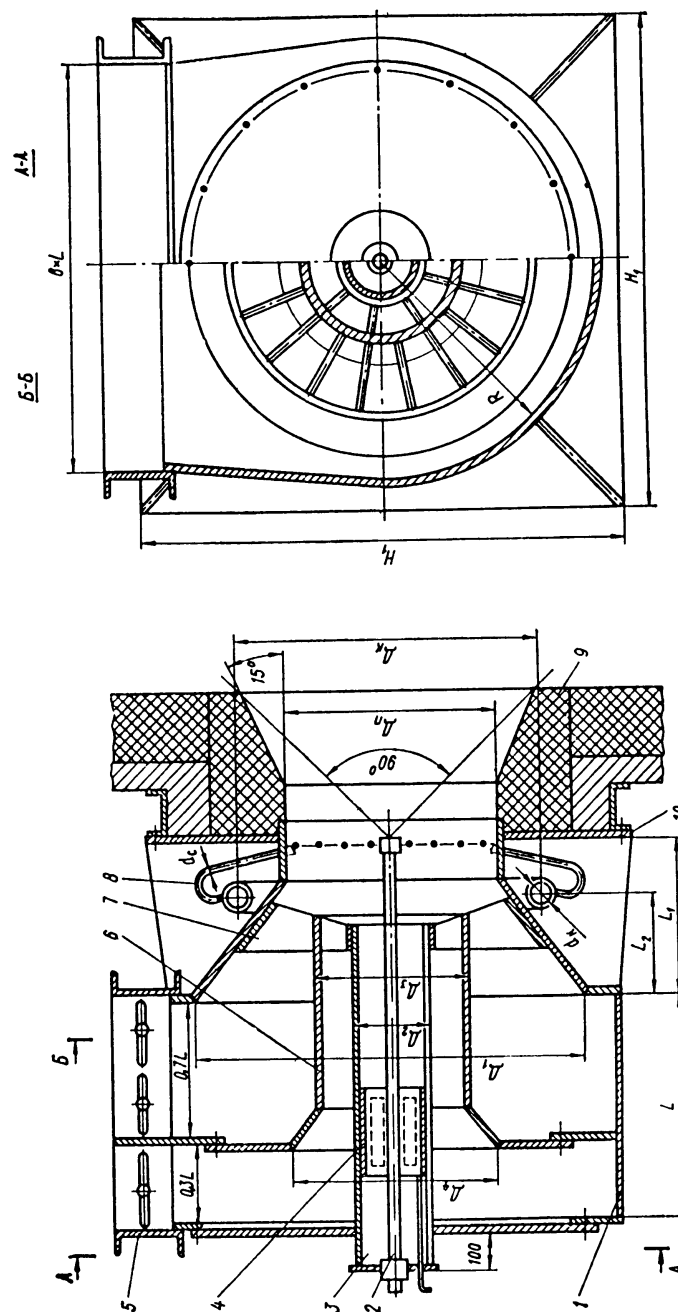


Рис. 4.13. Горелка газомазутная двухпоточная с осевым регистром и периферийной раздачей газа типа ГМВО2:

1 — воздуховодящее устройство; 2 — форсунка; 3 — труба центральная; 4 — цилиндр передвигной для подачи воздуха в цент-
ральную трубу; 5 — шибер; 6 — воздуховодящий короб; 7 — завихритель воздуха; 8 — газораспределительное устройство; 9 — ам-
бразура; 10 — плита крепления

4.11. Технические характеристики горелок типа ГМВО2

Производительность		Скорость воздуха в пережиме амбразуры, м/с	Давление топлива у горелки при работе на мазуте, МПа (кгс/см²)	Температура воздуха °С	Диапазон регулирования, %	Угол раскрытия факела, ...°
Газ, 10³ м³/ч	Мазут, т/ч					
0,8	0,75	32	2 (20)	160	110—50	80—85
1,1; 1,4; 2,8	1; 1,2; 2,5	30—40	3,5 (35)	280	100—50	80—85
4,5; 5,6	4; 5	35—50	3,5 (35)	280	100—40	80—85
6,8; 8,4	6; 7,5	45—60	3,5—6 (35—60)	280	100—35	95—100

Примечания: 1. Диапазон регулирования определяется минимальной допустимой скоростью воздуха в пережиме амбразуры, равной 21 м/с.

2. Параметры горелки указаны для мазута с $Q_{H1}^P = 39,8$ МДж/кг (9500 ккал/кг)

и газа с $Q_{H1}^P = 35,6$ МДж/м³ (8500 ккал/м³).

3. Коэффициент избытка воздуха в горелке $\alpha_T = 1$.

* При работе на газе давление топлива у горелки 0,05 МПа (0,5 кгс/см²).

а) корпуса со встроенным в него воздухораспределительным устройством;

б) центральной трубы, в которой размещаются рабочая и растопочная форсунки;

в) завихрителя воздуха осевого типа с неподвижными плоскими двухъярусными лопатками (большими и малыми), установленными под углом 50° к оси завихрителя;

г) газораспределительного устройства из полукольцевой и кольцевой камер, сваренных из двух трубных полуколец с периферийным выпуском газа через трубчатые сопла, которые приварены с одной стороны к кольцевой камере, а с другой — к цилиндрической.

Перераспределение воздуха между двумя отсеками осуществляется с помощью поворотного шиберы, установленного на входе в корпус горелки. Воздушный тракт горелки от шиберы до завихрителя разделен перегородками так, что площадь канала, подводящего воздух к центральной части регистра, составляет около 30 % всей площади воздушного тракта горелки.

Обозначение горелки производительностью 1 т/ч ГМВО2-1: ГМ — газомазутная; В — вихревая; О — с осевым завихрителем; 2 — двухпоточная; 1 — производительность по мазуту (1 т/ч).

Горелки экономичны в эксплуатации и предназначены для установки на котлах, а также в топках вихревого и циклонного типов (табл. 4.11). Габаритные размеры приведены в табл. 4.12.

Горелки изготавливаются по чертежам ПТП «Сахпромэнергоналадка».

Горелки типа ГГМ (рис. 4.14) являются аналогом горелок ГМВО2. В отличие от последних лопатки осевого регистра горелок ГГМ длинные, профилированные и являются общими для обоих потоков воздуха, со стороны выхода воздуха имеют плавный прогиб на 50° относительно оси горелки. Газораспределительное устройство состоит из

4.12. Габаритные размеры горелок типа ГМВО2, мм

Тип	D_{11}	D_K	D_1	D_2	D_3	D_4	d_K
ГМВО2-0,75	405	800	727	219×6	340	540	89×4,5
ГМВО2-1	470		820		385	585	
ГМВО2-1,2	520		900		415	615	
ГМВО2-2,5	740	1100	1235	245×7	525	725	108×4,5
ГМВО2-4	870	1200	1465		605	805	133×8
ГМВО2-5	920	1400	1570		655	855	
ГМВО-6	980		1700		695	945	159×7
ГМВО-7,5	1080	1600	1860		765	1065	

Тип	R	H_1	d_c	Количество, шт.	b	L	L_1	L_2
ГМВО2-0,75	400	1200	22×3	13	700	550	360	190
ГМВО2-1	450			16	800	600	380	210
ГМВО2-1,2	500			18	900	650	400	230
ГМВО2-2,5	650	1700	32×4	30	1200	900	520	310
ГМВО2-4	800	2000		20	1400	1100	630	380
ГМВО2-5	850			24	1600	1200	680	430
ГМВО-6	900		28	1700	750		480	
ГМВО-7,5	1000	2400		38×6	1800	1400	800	510

кольцевой камеры с газовыпускными отверстиями одинакового диаметра. Горелки просты по устройству, экономичны в работе и имеют малое сопротивление по воздушной стороне (табл. 4.13).

Горелки предназначены для сжигания мазута и газа (с теплотой сгорания ниже рабочей от 16,76 МДж/м³ (4000 ккал/м³) и выше в топках стационарных паровых котлов производительностью более 20 т/ч.

Горелки типа СПЭН (рис. 4.15) конструкции ПТП «Сахпромэнергоналадка» разработаны по нормальям, применяемым для горелок ГМВО2. В отличие от горелок ГМВО2 регистры в горелках СПЭН выполнены передвижными. Короб имеет плавный переход впуска воздуха в лопаточный аппарат. Это позволило снизить аэродинамическое сопротивление. Разработаны горелки производительностью по мазуту 0,9; 1,3 и 1,45 т/ч (табл. 4.14). Площадь поперечного сечения воздухо-направляющего устройства большая. В целях типизации размеры для

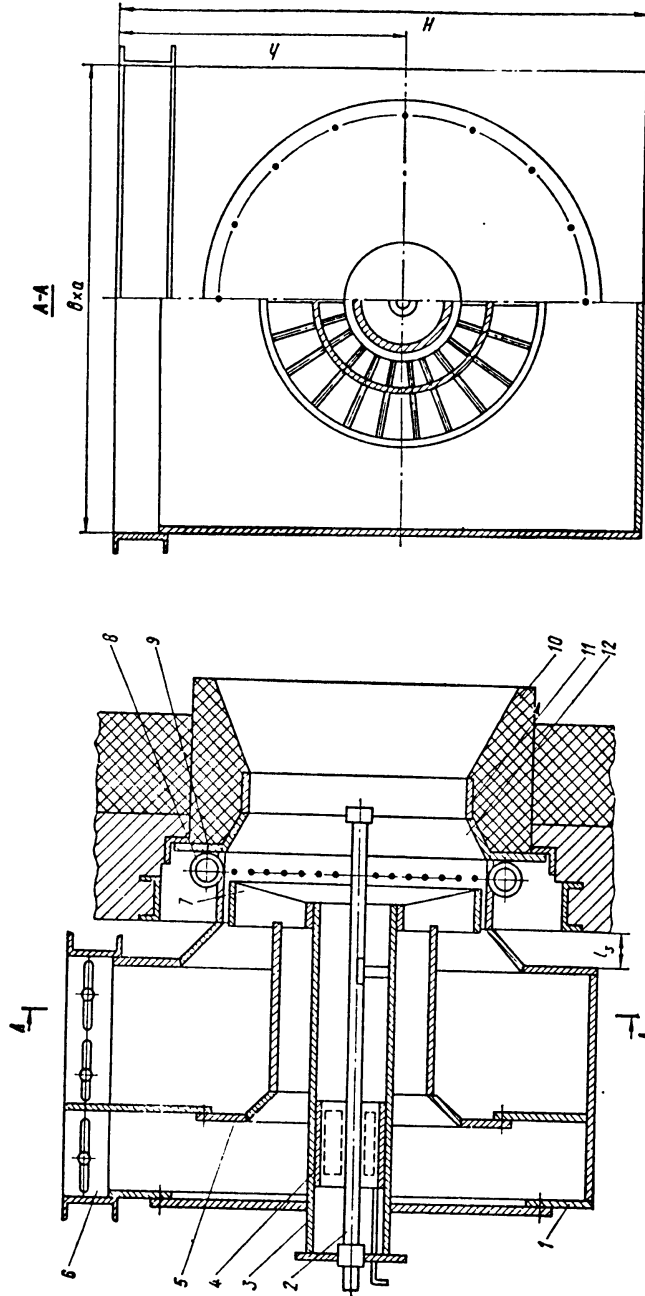


Рис. 4.14. Горелка газомазутная двухтопочная с осевым регистром и периферийной раздачей газа типа ГГМ:
1 — воздушнонаправляющее устройство; 2 — форсунка; 3 — труба центральная; 4 — цилиндр передвигной; 5 — воздуховодный корпус; 6 — шпатель; 7 — заварщик воздуха; 8 — газораспределительное устройство; 9 — плита крепления; 10 — амбразура; 11 — кольцо пережима; 12 — конус

4.13. Технические характеристики горелок типа ГГМ

Тип	Номинальная производительность		Скорость воздуха в пережиме амбразуры, м/с	Скорость газа на выходе из сопла, м/с	Температура воздуха, °С	Длина факела, м
	Мазут, т/ч	Газ, м³/ч				
ГГМ-0,9 *	0,9	980	35	—	160	2,6
ГГМ-1	1	1090	30—40	129	250	2,8
ГГМ-1,75	1,75	1910	30—40	130	250	3,5
ГГМ-2,5	2,5	2370	30—40	128	250	4,5
ГГМ-4	4	4370	35—40	143	250	4,7
ГГМ-6	6	6550	35—50	160	250	4,9

Примечания: 1. Диапазон регулирования горелок от 100 до 50 % номинальной производительности. Параметры горелок даны для мазута с $Q_H^P = 39$ МДж/кг (9310 ккал/кг) и газа с $Q_H^P = 35,6$ МДж/м³ (8500 ккал/м³).

2. Коэффициент избытка воздуха в горелке $\alpha_T = 1$.

* Испытана на мазуте с температурой горячего воздуха 160 °С, выполнена без газовой части.

4.14. Технические характеристики горелок типа СПЭН

Тип	Производительность по мазуту, т/ч	Диаметр пережима амбразуры D_p , мм	Длина факела, м
СПЭН-0,9м	0,9	350	2,5
СПЭН-1,3м	1,3	415	3
СПЭН-1,45м	1,45	435	3,8

Примечания: 1. Диапазон регулирования производительности горелок от 100 до 50 % номинальной.

2. Параметры горелок даны для сжигания мазута с $Q_H^P = 40,4$ МДж/кг (9650 ккал/кг).

3. Скорость воздуха в пережиме амбразуры 36,5 м/с; температура воздуха 100 °С.

4.15. Габаритные размеры горелок типа СПЭН

Тип	Кольцо пережима		Конус пережима	
	Диаметр, D_p , мм	Длина, мм	Диаметр, D/d , мм	Длина, мм
СПЭН-0,9	350	90	650 350	180
СПЭН-1,3м	415	100	652 415	170
СПЭН-1,45м	435	110	652 435	160

* D и d — диаметр конуса соответственно больший и меньший.

всех горелок приняты одинаковыми (длина 1100 м, высота 1350 м), за исключением размеров кольца и конуса пережима (табл. 4.15). Горелки работают с коэффициентом избытка воздуха $\alpha_T = 1,02...1,08$ и имеют аэродинамическое сопротивление 0,58...0,78 КПа (60...80 кгс/м²).

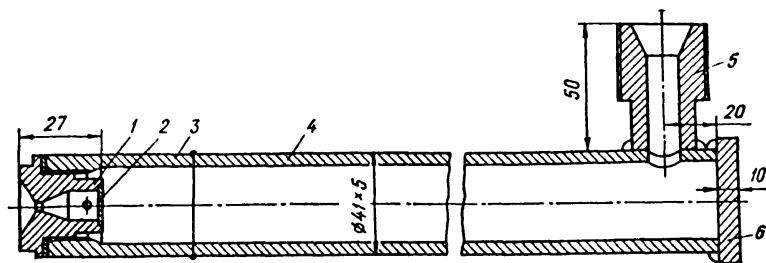


Рис. 4.17 Однодетальная форсунка механического распыления:
1 — головка; 2 — глушка; 3 — насадок; 4 — труба $\varnothing 41 \times 5$ мм; 5 — штуцер; 6 — доннышко

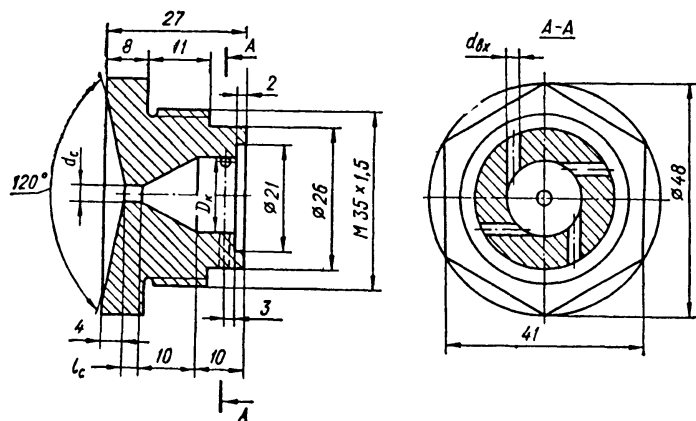


Рис. 4.18. Головка однодетальной форсунки

4.16. Размеры головки однодетальных форсунок, мм, при давлении мазута 2 МПа (20 кгс/см²) (рис. 4.18 и 4.20)

Производительность, кг/ч	d_c	l_c	D_k	Производительность, кг/ч	d_c	l_c	D_k
400	2,6	2,9	12	800	3,8	3	12
455	2,7	3	12	1000	4,2	3	13
570	3,3	3	12	1500	5	3	13

Примечания: 1. Размеры даны при работе на мазуте с $Q_H^P = 40,4$ МДж/кг (9650 ккал/кг). При изменении Q_H^P диаметр d_c следует соответственно изменить.

2. Для всех форсунок диаметр $d_{вх} = 2,5$ мм.

3. Для однодетальных форсунок производительностью 400 кг/ч количество канавок 3, для остальных — 4.

почный объем. Головка форсунки показана на рис. 4.18. Отверстие торца головки закрывается специальным доннышком 2, закрепление которого производится кернованием. Головка на резьбе вворачивается в трубный насадок 3.

На рис. 4.19 изображена конструкция однодетальной форсунки механического распыления с отливом. Головка 1 (рис. 4.20) на резьбе вворачивается на деталь 4 и стягивается накидной гайкой 2.

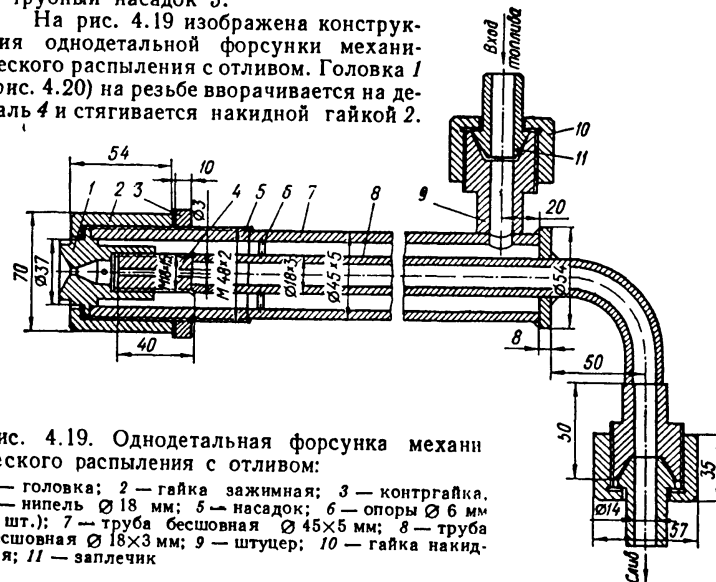


Рис. 4.19. Однодетальная форсунка механического распыления с отливом:

1 — головка; 2 — гайка зажимная; 3 — контргайка; 4 — ниппель $\varnothing 18$ мм; 5 — насадок; 6 — опоры $\varnothing 6$ мм (4 шт.); 7 — труба бесшовная $\varnothing 45 \times 5$ мм; 8 — труба бесшовная $\varnothing 18 \times 3$ мм; 9 — штуцер; 10 — гайка накидная; 11 — заплечник

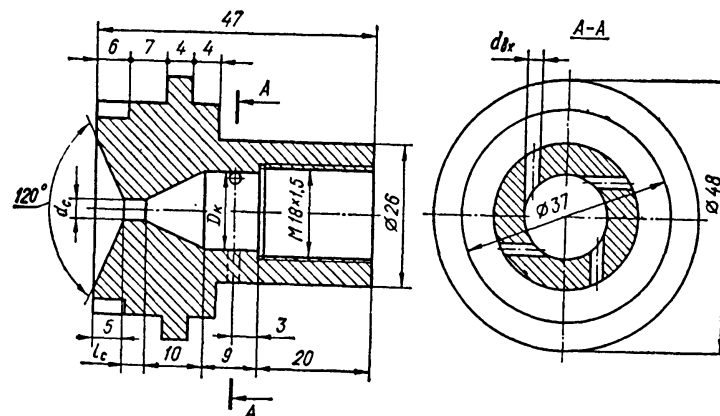


Рис. 4.20. Головка однодетальной форсунки механического распыления с отливом

При работе мазут по тангенциальным каналам поступает в камеру, где закручивается и выходит в топку через сопло, а излишек (слив) проходит по осевому каналу детали 4 и далее по трубе 8 в линию рециркуляции котельной. Головки изготавливают по данным табл. 4.16

При изготовлении головок следует учесть, что при незначительном изменении размеров (особенно d_c) резко меняется производительность

и что при уменьшении l_0 увеличивается угол раскрытия факела, при увеличении l_c увеличивается длина факела.

При установке однодетальных форсунок необходимо по месту изготовить и опробовать несколько образцов с разными значениям d_c и l_c .

4.7. ПОДГОТОВКА К ПУСКУ И ПУСК МАЗУТНОГО ХОЗЯЙСТВА

В подготовительный период, при первоначальном пуске, проверяется общее состояние мазутного хозяйства, сверяется по месту правильность монтажа в соответствии с проектными решениями. Работы начинаются с изучения схем наружного и внутреннего мазутных хозяйств. После этого тщательно проверяется изоляция и взаимное расположение паро- и мазутопроводов.

Мазут должен подаваться по трубам только в разогретом состоянии, для этого все мазутопроводы должны иметь паровые спутники и находиться с ними в общей изоляции. Даже при кратковременном прекращении движения, в течение 20—30 мин, мазут в незаизолированных трубопроводах застывает, после чего вторичная подача его невозможна до полного прогрева. Поэтому пуск мазутного хозяйства возможен только после окончания изоляции всех паро- и мазутопроводов, находящихся как снаружи, так и внутри зданий.

Все паро- и мазутопроводы должны располагаться так, чтобы паровые линии находились в середине между мазутными на близком расстоянии (по возможности впритык). Верхний слой изоляции должен быть водонепроницаемым.

Проверку готовности мазутного хозяйства следует производить по технологическому потоку движения топлива.

Сливные устройства. Мазут из цистерн в промежуточные емкости может поступать через заглубленные или надземные лотки. В этом случае проверяется соблюдение уклонов и наличие подогревателей. Слив мазута может происходить и через поворотные трубы (лотки), устанавливаемые в местах разгрузки вагонов-цистерн.

Поворот лотка осуществляется специальным шарнирным узлом. Крепят его к горловине цистерны с помощью специальных зажимов. При этом проверяют легкость поворота лотка, плотность шарнирных соединений. При обследовании промежуточной емкости следует обратить внимание на наличие и состояние гарнитуры: вентиляционного патрубка, указателя уровня мазута, лаза, а также всей установочной арматуры согласно проекту. Теплообменники и паровые спутники сливного устройства проверяют гидравлическим испытанием на плотность.

Мазутные резервуары. Проверяется плотность сварных швов днища резервуаров. Эта работа производится организацией, производящей монтаж емкости под техническим надзором наладочной организации или представителей заказчика. Производится обследование, а затем гидравлическое испытание подогревателей. Этой работе следует уделить особое внимание. Практика показала, что при качественном выполнении сварочных работ и тщательной последующей проверке при эксплуатации конденсат от подогревателей поступает без следов мазута и полностью может использоваться для питания котлов.

В подготовительный период выполняют прикидочную схему расположения вентилей, установленных у резервуаров. При этом проверяются правильность установки вентилей в соответствии с направле-

нием движения среды, их давление и условный диаметр. Схема укрепляется по месту, на вентилях устанавливаются бирки с обозначением назначения. Следует обратить особое внимание на работу двух вентилей, которые могут не отвечать требованиям эксплуатации: на линии рециркуляции мазута и для спуска воды из нижней части резервуара.

Вентиль на линии рециркуляции мазута из котельной часто устанавливаются, как на сливной линии, т. е. на низкое давление (на $P_y = 1 (10) \text{ МПа (кгс/см}^2\text{)}$). В практике были случаи, когда этот вентиль перекрывали. Создавалось давление, равное давлению в напорной линии, идущей к форсункам, происходил разрыв вентилей. Мазут выливался из емкости. Для предупреждения этого регулирующие органы на линии рециркуляции должны быть установлены на такое же давление, как и на напорной линии. Обычно вентиль для спуска воды из нижней части резервуара устанавливается малого диаметра ($D_y = 50...70 \text{ мм}$). Приходится долгое время производить спуск воды во время эксплуатации вследствие малой площади сечения, поэтому рекомендуется устанавливать арматуру диаметром не менее 150 мм.

В этот же период производится опробование работы указателя уровня, проверяется надежность крепления поплавка и его подвижность, а также наличие всего вспомогательного оборудования согласно проекту. Проверяется состояние вентиляционных патрубков. В каждую мазутную линию для пропарки должен быть подведен пар с регулировочными вентилями $D_y = 20$. После окончания всех подготовительных работ бак заполняется водой с температурой, равной температуре рабочей среды ($70—80^\circ\text{C}$), до верхней отметки. Вода выдерживается в течение трех суток. Если при этом не будет течи, то бак наполняется мазутом. Разогрев мазута в баке до требуемой температуры следует начинать заранее за 4—5 дней до пуска мазутного хозяйства.

Мазутонасосная. Проверяется соответствие установочной арматуры и его обязанности арматурой согласно рабочей схеме. Все регулирующие органы до насосов, подающих топливо на форсунки, устанавливаются на низкое давление до 1 МПа (10 кгс/см²), после насосов — на давление, соответствующее рабочему у форсунок.

Регулирование давления в напорной линии должно производиться вентилем, установленным на линии рециркуляции в удобном для обслуживания месте. Кроме того, рециркуляционные линии устанавливаются на каждом мазутном насосе (с нагнетания на всас). Следует проверить наличие спускных вентилей во всех нижних точках трубопроводов, фильтров, подогревателей.

Перед пуском монтажной организацией должны быть промыты все трубопроводы водой, произведено гидравлическое испытание их. Мазутные насосы и вся арматура должны быть отрезинизованы и промыты. Заготавливаются запасные форсунки на каждую горелку и делаются стеллажи для их хранения. Устанавливается стенд для испытания форсунок водой. Стенд состоит (рис. 4.21) из сварной рамы 8, металлического корыта 9, шита 10 и насоса 1. Испытуемая форсунка 6 соединяется с водяной сетью колодкой 5 такой же конструкции, как и у горелок котлов. Подача воды на форсунку может осуществляться любым центробежным насосом небольшой производительности и требуемого давления. Для этой цели пригодны насосы 2,5 ЦВ-1,4 производительностью 8—22 м³/ч и давлением 2,5 МПа (25 кгс/см²).

Перед подачей воды форсунка прижимается к раме специальными зажимами 7. Регулирование давления при испытании производится вентилем 3, контроль ведется по манометру 4. Проверка производительности форсунок осуществляется дифманометром 2 или измерением объема воды в корыте.

Перед установкой на стенд детали форсунки должны быть тщательно притерты, а размер диаметра сопла распылителя определен набором сверл. Испытание производится максимальным давлением, при котором форсунка будет работать. При этом качество распыления определяется визуально по внешнему виду водяного конуса. Хорошим считается такое распыление, при котором из форсунки выходит водяная туманная пыль без заметных капель и полос воды. Не допускается стекание отдельных капель с головки и через резьбовые соединения. При этом замеряется (угломером) угол раскрытия факела, а линейкой — относительная длина его. На стенде будет не истинная длина факела, т. е. не та, которая будет в топке, так как на формирование его в процессе горения будет влиять воздух, поступающий из регистра.

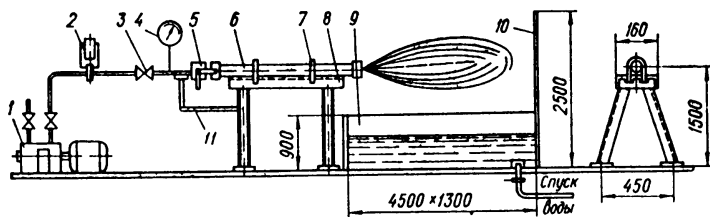


Рис. 4.21 Стенд для испытания мазутных форсунок

ПУСК МАЗУТНОГО ХОЗЯЙСТВА

Пуск мазутного хозяйства может быть осуществлен только после подогрева мазута в резервуарах до температуры, обеспечивающей вязкость, при которой могут работать насосы, подающие топливо на форсунки. Эта температура определяется по данным характеристик мазутных насосов. Насосы УПМ, например, надежно работают при температуре топлива 50—70 °С. При температуре ниже 50 °С насосы не включаются, выше 80 °С — выключаются. Пуск мазутного хозяйства по схеме с механическим распылением топлива необходимо производить в следующем порядке:

а) продуть все мазутопроводы паром и проверить проходимость труб при их нагревании;

б) закрыть все вентили подвода мазута к горелкам, а также спускные вентили у фильтров и подогревателей;

в) собрать схему подачи мазута по кольцу: входной коллектор — фильтр грубой очистки — насос — фильтр тонкой очистки — подогреватель — котельная — линия рециркуляции — резервуар. При этом открываются все вентили, за исключением вентилей у насоса;

г) включить насос, подающий мазут на форсунки, и отрегулировать давление в системе вентилем, установленным на линии рециркуляции, идущей из котельной. При попадании воздуха в насос последний может не запуститься, поэтому предварительно вытесняется воздух из всасывающей линии. Это производят следующим образом: открывают 3-ходовый кран вакуумметра, установленного перед самым насосом, а затем задвижку у резервуара. Из крана будет выходить воздух. При появлении мазута кран перекрывают и включают насос.

Схема подачи мазута по «кольцу» должна работать не менее 4 ч. За это время мелкие частицы (примеси) мазута оседут на дно резервуара. При внезапном прекращении подачи мазута следует перекрыть вентили (подачи и рециркуляции) у резервуара, спустить мазут из

системы, продуть мазутопроводы паром и приступить к ликвидации причин, вызвавших остановку. Повторный пуск производится так же, как и первоначальный.

4.8. ПУСК И ОБСЛУЖИВАНИЕ КОТЛОВ НА МАЗУТЕ

Перед розжигом котла необходимо убедиться в требуемых для сжигания мазута параметрах, которые для механического распыления принимаются:

а) давление в напорной линии, перед форсунками — 2...2,5 МПа (20...25 кгс/см²);

б) температура мазута — 110...150 °С.

Растопка котла производится после тщательной вентиляции топки, газоходов и воздухопроводов в течение 10—15 мин, для чего включается дымосос, затем дутьевой вентилятор и открываются их шиберы. Разрежение вверху топки должно быть 30...50 Па (3—5 кгс/см²).

По окончании вентиляции прикрывается общий воздушный шибер и уменьшается разрежение в топке до 30 Па (3 кгс/м²).

Пуск горелок типа ГМГм и горелок механического распыления с двухзонным подводом воздуха производится в следующем порядке:

а) приоткрывается немного шибер первичного воздуха, создается напор в подводящем патрубке 1—2 Па (10—20 кгс/м²);

б) вносится горящий факел на некоторое расстояние от распыляющей головки форсунки;

в) открывается немного мазутный вентиль, после воспламенения добавляется первичный воздух, а затем — вторичный;

г) регулируются тяга в топке до 20—30 Па (2—3 кгс/м²) и горение по предварительно составленным режимным данным на основании технических характеристик горелок.

При розжиге горелок с форсунками механического распыла и однозонным подводом воздуха необходимо после внесения в топку горящего факела приоткрыть воздушный шибер и, медленно открывая вентиль, подать мазут в топку. После загорания отрегулировать горение.

В случае отрыва факела (в топке нет огня) необходимо немедленно выключить форсунки и вновь тщательно провентилировать топку в течение 10—15 мин, затем процесс розжига повторить.

Растопка производится на одной форсунке, а затем по мере прогрева разжигаются вторая, третья и т. д.

При работе горелок ГМГм на малых нагрузках для улучшения распыла подается пар давлением 0,1—0,2 МПа (1—2 кгс/см²).

ОБСЛУЖИВАНИЕ ГОРЕЛОК ГМГм ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ

Регулирование производительности горелок осуществляется изменением давления топлива и воздуха согласно режимной карте. Признаки нормального горения:

а) факел имеет светло-желтый цвет, длина 1,5—2,5 м;

б) пламя не должно соприкасаться со стенами топки и не должно затягиваться в кипятильные пучки.

Регулирование производительности котла осуществляется одновременно всеми горелками. Для увеличения производительности увеличивается тяга, добавляется воздух, а затем мазут, для уменьшения — наоборот.

Регулирование подачи воздуха производится воздушными шиберами. Для улучшения перемешивания топлива с воздухом (особенно на малых нагрузках) предусмотрена подача первичного воздуха (15 %

общего количества) давлением до 1,47 кПа (150 мм вод. ст.). При работе горелок подачу первичного воздуха не регулируют. Подача вторичного воздуха регулируется автоматически или вручную согласно изменению давления мазута. При работе горелок на низких нагрузках (ниже 70 % номинальной) необходимо включать пар давлением 0,1—0,2 МПа (1—2 кгс/см²) и температурой до 200 °С. Выходящие из трубы газы должны иметь светло-серый цвет (еле заметный дым).

Причины черного дыма:

- а) мало воздуха;
- б) неправильно собрана форсунка (коптит);
- в) холодный мазут (ниже 60 °С);
- г) низкое давление мазута [ниже 1 МПа (10 кгс/см²)];
- д) плохой распыл (забиты или изношены детали форсунки).

Причины отсутствия видимости дыма:

- а) избыток воздуха (много воздуха);
- б) большие присосы воздуха через обмуровку.

При работе на мазуте могут быть следующие неполадки

- а) пульсация факела и хлопки — очень высокая (более 200 °С) температура мазута;
- б) шипит и гаснет факел — вода в мазуте;
- в) коксуется амбразуры — малый угол раскрытия амбразуры или шероховатость стенок;
- г) коксование стенок топки — плохое распыление топлива, мало воздуха;
- д) большой (длинный) темный факел — мало воздуха;
- е) короткий факел (до 1 м) — много воздуха.

При каждом котле должно быть не менее двух запасных исправных и собранных форсунок. Установка форсунок в регистры должна производиться только после проверки их на стенде. Машинист обязан постоянно вести наблюдение за факелом и состоянием амбразур. Режим горения ведется по приборам на основании режимной карты.

ОСТАНОВ КОТЛА

При останове котла необходимо:

- а) закрыть вентиль мазута, а затем — пара;
- б) через 2—3 мин выключить вторичный воздух;
- в) через 10—20 мин выключить первичный воздух;
- г) разрежение в топке поддерживать 0,01—0,03 кПа (1—3 кгс/м²)

до полного останова котла;

- д) выключить форсунки последовательно одну за другой, при этом уменьшить общие дутье и тягу;

- е) провентилировать топку, газоходы, закрыть дутье, а затем тягу.

В остальном (поддержание уровня воды выше среднего положения, открытие продувки пароперегревателя, отключение от магистрали, спуск воды и др.) следует руководствоваться общими положениями по останову котлов;

- ж) показание температуры уходящих газов вывести.

Машинист котла должен следить за этой температурой. Повышение ее сверх нормы свидетельствует о загорании сажи в воздухоподогревателе или экономайзере. При этом необходимо немедленно остановить вентилятор и дымосос, закрыть направляющие лопатки, лазы и люки и дать пар на тушение пожара.

Глава 5

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ И ПУСКОВЫЕ РАБОТЫ ПО ОБОРУДОВАНИЮ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

5.1. ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОРЕГУЛИРУЮЩИХ ПУНКТОВ (ГРП)

Промышленные и отопительные котельные снабжаются природным газом через газорегулирующие пункты (ГРП), которые предназначены для очистки газа от пыли и других загрязнений, снижения давления газа, защиты потребителей от недопустимого повышения или понижения давления и учета потребляемого газа. Технологическая схема ГРП показана на рис. 5.1.

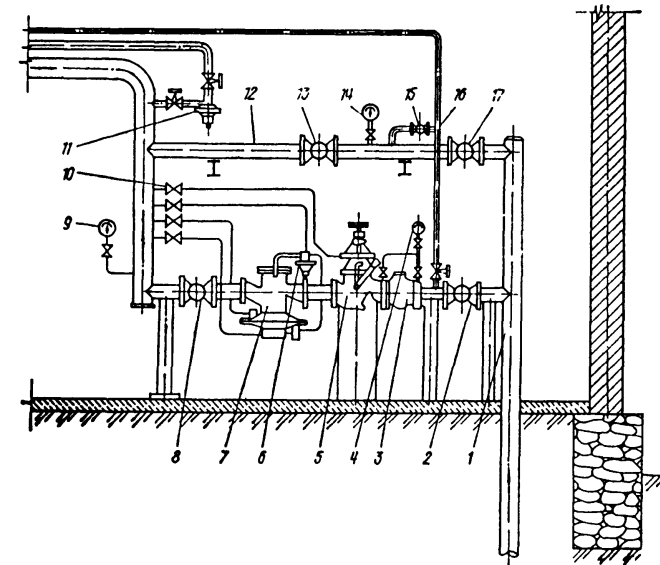


Рис. 5.1. Схема однониточного ГРП:

1 — вход газа; 2, 8 — входная и выходная задвижки; 3 — фильтр; 4, 9, 14 — манометры; 5 — предохранительно-запорный клапан ПКН; 6 — регулятор управления (пилот) КН-2-00; 7 — регулятор давления РДУК2Н; 10 — краны импульсных линий; 11 — пружинно-сбросной клапан ПСК-50; 12 — обводная линия (байпас); 13 и 17 — задвижки; 15 — кран муфтовый; 16 — линия продувки

Пункты размещают в отдельно стоящих зданиях или в пристройке к котельной. Пропускная способность ГРП в основном зависит от типоразмера регулятора давления. Регуляторы подбирают так, чтобы пропускная способность регулятора при заданных входном давлении P_1 и выходном P_2 была на 10—15 % больше максимального потребления газа через ГРП. В зависимости от типоразмера регулятора давления выбирают и типоразмеры другого оборудования: фильтров, предохранительных клапанов и арматуры.

Фильтры газовые. Применяются для очистки газа от пыли и других механических загрязнений. На рис. 5.2 показан фильтр на рабочее давление 1—1,2 МПа (10—12 кгс/см²). Он состоит из чугунного корпуса 1, внутри которого вставлена кассета 3, обтянутая с обеих сторон проволоочной сеткой и заполненная фильтрующим материалом (конским волосом, капроновой нитью и др.), и крышки 2. До и после фильтра устанавливаются манометры, по разности давлений которых определяется степень загрязнения фильтра. Максимально допустимый перепад давления при засорении 9,8 кПа (1000 кгс/м²).

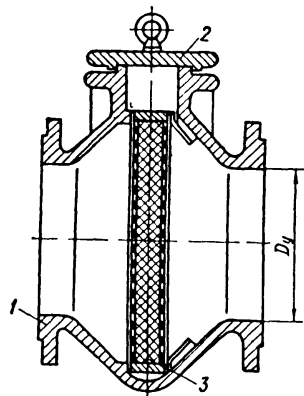


Рис. 5.2. Фильтр

Газовые волосяные фильтры выпускаются условным диаметром D_y 80, 100, 150, 200 и 300 мм.

Регуляторы давления. В ГРП котельных устанавливаются в основном регуляторы давления газа типа РДУК (рис. 5.3). Технические характеристики таких регуляторов приведены в табл. 5.1.

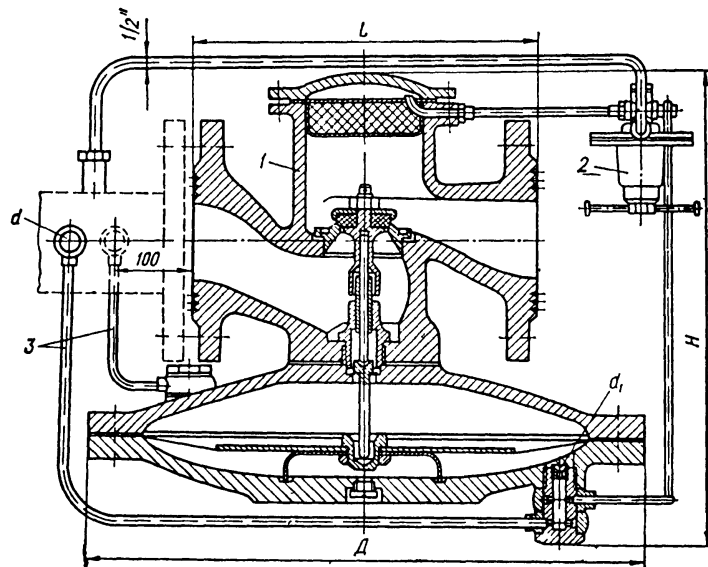


Рис. 5.3 Регулятор давления газа типа РДУК с пилотом КВ (КН): 1 — корпус клапана; 2 — пилот КВ (КН); 3 — импульсные трубки

Действие регулятора давления газа основано на изменении площади проходного сечения регулирующего клапана в зависимости от регулируемого давления P_2 . При увеличении P_2 (рис. 5.4) регулятор уменьшает приток газа в сеть потребления, при уменьшении, наоборот,

увеличивает и таким образом независимо от отбора газа поддерживает постоянное давление в сети перед горелками.

Регуляторы типа РДУК выпускаются на входное давление до 1,2 МПа (12 кгс/см²) и выходное от 0,001 до 0,6 МПа (от 0,01 до 6 кгс/см²). Они работают с командными приборами (пилотами) КН и КВ. Схема работы регулятора с пилотом показана на рис. 5.4.

Газ с входным давлением P_1 из регулирующего клапана 1 через фильтр 2 по импульсной трубке 4 подается к регулирующему клапану пилота 6, а выходное давление P_2 по импульсной трубке 3 поступает

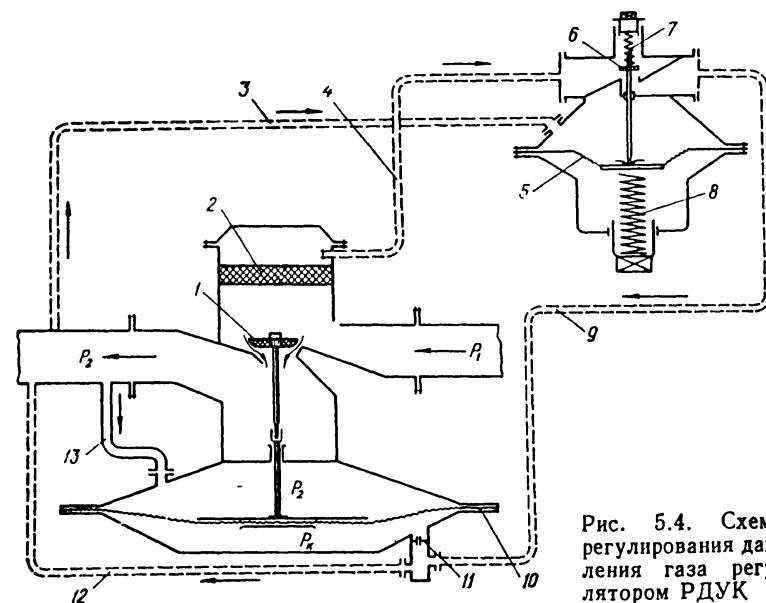


Рис. 5.4. Схема регулирования давления газа регулятором РДУК

под мембрану пилота и по трубке 13 в надмембранную камеру регулирующего клапана. Таким образом, на мембрану 10 с клапаном 1 действует разность давлений: командного P_k , поступающего от пилота, и регулируемого P_2 . При уменьшении регулируемого давления P_2 мембрана пилота 5 под действием пружины настройки пилота 8 перемещается вверх и увеличивает проход газа под мембрану регулирующего клапана. Мембрана регулирующего клапана 10 перемещается вверх и клапаном 1 увеличивает проход газа в выходной газопровод. При увеличении регулируемого давления P_2 мембрана пилота перемещается вниз и уменьшает давление газа, подаваемого под мембрану клапана. Мембрана перемещает клапан 1 вниз, уменьшая приток газа в выходной газопровод и давление в нем. Настройка регулятора на заданное давление осуществляется изменением жесткости пружины пилота 8.

5.2. НАЛАДКА РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ

Регуляторы поставляются заводом в рабочем состоянии. Для включения регулятора в работу необходимо плавно открыть входную задвижку и поджатием пружины пилота установить рабочее давление

5.1. Технические характеристики регуляторов давления типа РДУК-2

Тип	Диаметр условного прохода, мм	Давление, МПа (кгс/см²)		Максимальная пропускная способность при $\rho_0 = 0,7 \dots 0,73 \text{ кг/м}^3$, м³/ч	Габаритные размеры, мм						Масса, кг
		на входе	на выходе		H	L	D	d	d₁		
Низкое давление 0,0005—0,06 МПа (0,005—0,6 кгс/см²)											
РДУК-2Н-50/35	50	0,1 (1) 0,6 (6) 1,2 (12)	0,001 (0,01)	920	300	230	360	—	—	42	
				3150							
				6000							
РДУК-2Н-100/50				1300							
				5500							
				10500							
РДУК-2Н-100/70	100	0,3 (3) 0,6 (6) 1,2 (12)	0,002 (0,02)	3300	450	350	470	1,5	0,8	80	
				13260							
				25000							
Высокое давление 0,006—0,6 МПа (0,06—6 кгс/см²)											
РДУК-2Н-200/105	200	0,1 (1) 0,6 (6) 1,2 (12)	0,001 (0,01)	7450	690	600	650	2	1,5	300	
				254000							
				47250							
РДУК-2Н-200/140*				11000							
				21500							
				37500							
Высокое давление 0,006—0,6 МПа (0,06—6 кгс/см²)											
РДУК-2В-100/50	100	0,3 (3) 0,6 (6) 1,2 (12)	0,1 (1)	3100	450	350	470	1,5	0,8	80	
				5500							
				10500							
РДУК-2В-100/70				7260							
				13260							
				25000							
РДУК-2В-200/140	200			21500	690	600	650	2	1,5	300	
				37650							
				70250							

* Максимальное давление на входе 0,6 МПа (6 кгс/см²), для остальных регуляторов — 1,2 МПа (12 кгс/см²).

5.2. Способы устранения неисправностей регулятора давления типа РДУК-2

Признак	Причина	Способ устранения
При ввертывании винта пилота давление газа после регулятора не повышается	Порвана мембрана регулятора Прекратилось поступление газа под мембрану регулятора	Сменить мембрану Продуть трубки 3 и 9, прочистить дроссель 11 Продуть трубку 4 начального давления и фильтр 2 Очистить отверстие и клапан 6
Внезапно резко повышается давление газа после регулятора	Порвана мембрана пилота	Сменить мембрану
Медленно повышается давление газа после регулятора и при вращении винта пилота против часовой стрелки не снижается	Засорилась трубка 9 или дроссель 11	Продуть трубку, прочистить дроссель
Внезапно резко падает давление газа после регулятора	Снизилось давление газа перед регулятором Поломана пружина пилота	Выяснить причину и действовать в соответствии с местной инструкцией. Сменить пружину
Медленно снижается давление газа после регулятора и при вращении винта пилота не повышается	Уменьшилось или прекратилось поступление газа первоначального давления	Продуть трубки 9 и 12 Продуть трубку 4 и фильтр 2 Очистить отверстие и клапан пилота
При отсутствии расхода газа давление газа после регулятора постепенно и непрерывно повышается	Неплотно закрывается клапан 1. Сломаны пружины клапана 7 и настройки пилота Клапан пилота не садится на седло	Произвести ревизию клапана Сменить пружину Сменить клапан
Давление газа после регулятора пульсирует	Недостаточно загружен регулятор После регулятора имеется водяная пробка Чрезмерное трение в направляющих толкателя пилота	Для проверки медленно прикрывать задвижку перед регулятором, если пульсация прекратится, то необходимо увеличить его загрузку. Удалить конденсат из газопровода Прочистить направляющие толкатели
Давление газа после регулятора постепенно падает, временами резко повышается, а затем снижается до нуля	Обмерзание: клапана пилота	Обогреть головку пилота тряпкой, смоченной в горячей воде. Утеплить помещение
Регулятор не работает, давление после него изменяется в соответствии с изменением начального давления	Засорилась трубка 9 или 3. Засорилась дроссель 11	Продуть трубку Прочистить дроссель

в выходном газопроводе. Если таким способом не удастся включить регулятор в работу, то необходимо произвести проверку регулятора в следующей последовательности.

1. Продуть все импульсные трубки сжатым воздухом после их отсоединения.

2. Снять верхнюю крышку регулятора, проверить состояние фильтра и клапана, при загрязнении произвести чистку.

3. Проверить работоспособность клапана регулятора, для чего отключить импульсную линию от пилота к регулятору и произвести подачу воздуха через штуцер в подмембранное пространство; измерить давление воздуха U-образным манометром, подсоединенным через тройник.

4. Вывернуть пробку и проверить центровку мембраны регулятора.

5. Прочистить отверстия дросселей.

6. Отвернуть верхнюю крышку головки пилота, проверить состояние клапана и пружины; при засорении вынуть седло и продуть сжатым воздухом.

7. Проверить плотность мембраны пилота, для чего ослабить пружину и через импульсную трубку подать сжатый воздух и поднять давление до 0,34—0,39 кПа (35—40 кгс/м²). Если давление в надмембранном пространстве не подымается или сразу же падает, то мембрана порвана.

8. Проверить состояние пружины пилота. С этой целью вывернуть нижний стакан, вынуть пружину, проверить ее высоту и диаметр проволоки, а также внутренний диаметр пружины, который составляет 27,5—28 мм.

Способы устранения неисправностей в регуляторе РДУК-2 с пилотом (регулятором управления) КН-2 или КВ-2 приведены в табл. 5.2.

5.3. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ЗАПОРНЫЕ КЛАПАНЫ И СБРОСНЫЕ УСТРОЙСТВА

Предохранительные запорные клапаны устанавливаются перед регуляторами давления и служат для автоматической отсечки газа в случае изменения выходного давления в недопустимых пределах.

Максимальное давление, при котором должны срабатывать предохранительные клапаны, определяется выходным давлением газа:

а) для регуляторов низкого давления — на (0,5...0,7) кПа (50...70 кгс/м²) выше нормального выходного давления;

б) для регуляторов среднего давления — на 5...10 % выше выходного давления.

Предохранительные запорные клапаны типа ПКВ и ПКН показаны на рис. 5.5. Клапаны применяются в комплекте с регуляторами давления РДУК-2 и рассчитываются на начальное давление газа 0,6 МПа (6 кгс/см²), по специальному заказу могут поставаться на давление до 1,2 МПа (12 кгс/см²). Предохранительный клапан высокого давления ПКВ по габаритам не отличается от клапана низкого давления ПКН. Различие имеется в конструктивных особенностях крепления мембран к тарелкам.

На штоке 12 имеется основной клапан 2, который при изменении давления сверх установленного опускается и перекрывает выходное отверстие седла. В рабочем положении клапан находится под воздействием груза 9 в поднятом положении. Он удерживается на штифте 8 крючком рычага 4. По импульсной трубке 5 под мембрану 10 подведено контролируемое давление.

При уменьшении давления под мембраной последняя перемещается вниз под воздействием груза 9, опускается шток 12, а связанное со штоком коромысло 15 освобождает молоточек с грузом 7, который, падая, ударяет по рычагу 4, освобождает штифт рычага 8, клапан опускается в седло и перекрывает проход газа. При повышении давления мембрана поднимается, пружина 11 сжимается и освобождает тот же рычаг 4. Клапан срабатывает. Сработавший клапан устанавливается в рабочее положение только вручную перемещением груза 9.

Настройка клапана производится на минимальное давление подпором груза 13, а на максимальное давление затяжкой пружины 11.

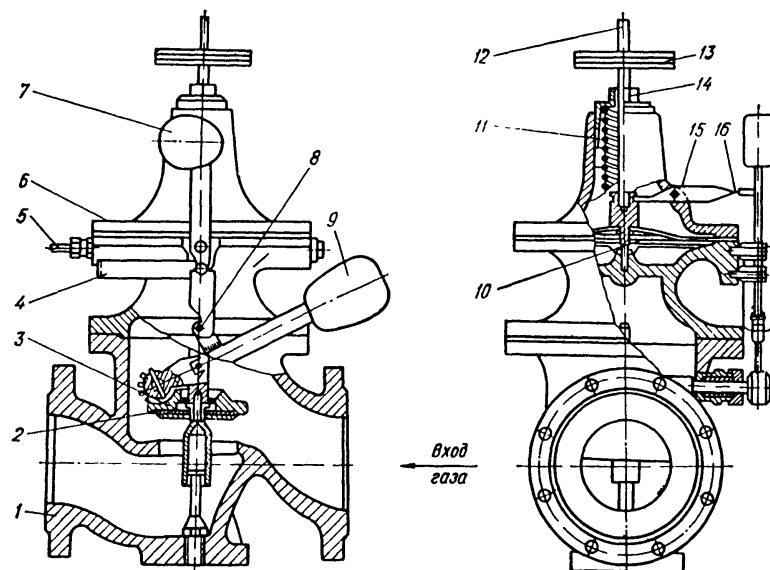


Рис. 5.5. Предохранительный запорный клапан типа ПКВ и ПKN:

1 — корпус; 2 — основной клапан; 3 — разгрузочный клапан; 4 — рычаг; 5 — импульсный штуцер; 6 — головка клапана; 7 — ударник; 8 — штифт рычага; 9 — груз рычага; 10 — мембрана; 11 — пружины; 12 — шток; 13 — груз; 14 — регулирующий стакан; 15 — коромысло; 16 — штифт ударника

Настройка клапана производится сжатым воздухом: сначала на минимально допустимое, а потом на максимально допустимое давление. При настройке на минимальное давление устанавливают в импульсной трубке давление выше настраиваемого. При снижении давления до заданного клапан должен сработать.

При настройке на верхний уровень повышают давление до тех пор, пока сработает клапан в требуемом пределе. Клапаны монтируются на прямом горизонтальном участке газопровода, импульсная трубка приваривается к ниппелю с уклоном в сторону газопровода. Технические характеристики клапанов ПКВ и ПKN приведены в табл. 5.3.

Сбросные предохранительные устройства используются для сброса в атмосферу газа при возможном кратковременном повышении его давления за регулятором, вызванного внезапным отключением отдельных котлов или другими причинами, а также при повышении регулируемо-

5.3. Технические характеристики предохранительных запорных клапанов типов ПКВ и ПKN

Максимальное давление в корпусе 0,6 (6) МПа (кгс/см²)

Диапазон настройки при возрастании давления:

ПКВ	0,03—0,72 (0,3—7,2) МПа (кгс/см ²)
ПKN	0,001—0,06 (0,01—0,6) МПа (кгс/см ²)

Диапазон настройки при падении давления:

ПКВ	0,003—0,03 (0,03—0,3) МПа (кгс/см ²)
ПKN	0,0003—0,03 (0,003—0,3) МПа (кгс/см ²)

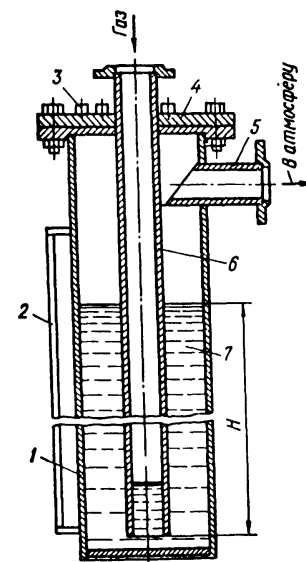


Рис. 5.6. Гидравлическое сбросное устройство (гидро-затвор):

1 — корпус; 2 — трубка контроля уровня жидкости; 3 — пробка для заливки жидкости; 4 — крышка; 5 — патрубок для выхода сбрасываемого газа; 6 — труба подачи газа; 7 — жидкость

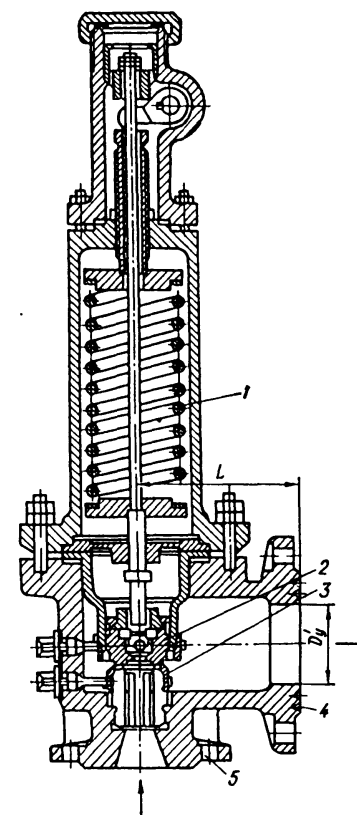


Рис. 5.7. Пружинный сбросной клапан

го давления в связи с прекращением отбора газа и неплотным прилеганием клапана регулятора. Для этой цели применяют гидравлические, мембранные и пружинные устройства.

Конструкция гидравлического сбросного устройства типа ГП-40 показана на рис. 5.6. В сосуд заливается жидкость (вода или керосин). Давление сброса определяется высотой H запирающего столба жидкости с учетом ее плотности γ : $P_{сбр} = \gamma H$. При превышении контролируемого давления оно преодолевает уравнивающий столб жидкости и часть газа сбрасывается в атмосферу (на свечу). Контролируют высоту столба жидкости по наружной трубке из прозрачного пластика

Конструкция пружинного сбросного устройства клапана показана на рис. 5.7. В рабочем положении клапан 2 прижимается к седлу пружиной 1. Газ с защищаемого газопровода поступает под клапан через конусообразный фланец 5. Если давление в газопроводе превышает заданное, то клапан 2 давлением газа отжимается от седла 3 и часть газа сбрасывается через сбросной фланец 4 в атмосферу. Клапан устанавливается в вертикальном положении. Он имеет рычажное устройство для контрольной продувки. Настраивают сбросные устройства на давление меньшее, чем давление срабатывания предохранительного запорного клапана, благодаря чему предупреждается отключение всей котельной при кратковременном повышении давления.

5.4. ПУСК И ОСТАНОВКА ГРП

Пуск ГРП производится после приемки ее в эксплуатацию

Перед пуском ГРП необходимо проверить состояние газового оборудования, приборов автоматики и КИП, а также трубопроводов и убедиться в готовности приема газа котельной.

До пуска составляется пусковая схема с указанием последовательности операций, выполняемых наладочным персоналом. Схема утверждается главным инженером предприятия. Пуск ГРП лучше всего производить после проведения настройки газового оборудования сжатым воздухом. Всю систему продувают по участкам: газопровод ввода, газовое оборудование ГРП и газопроводы котельной.

Порядок пуска следующий.

1. Проверить положение всех отключающих устройств, которые должны быть полностью закрыты. Краны на импульсных линиях регулятора и предохранительно-запорного клапана, а также на контрольно-измерительных приборах должны быть закрыты.

2. Провентилировать помещение ГРП.

3. Открыть краны на продувочной и сбросных линиях ГРП и котельной.

4. Снять заглушки после входной задвижки 2 (см. рис. 5.1) и на обводной линии 12 (при первоначальном пуске).

5. Включить манометр 4 на вводе газа.

6. Открыть задвижку 2 и убедиться по манометру 4 о наличии требуемого давления.

7. Произвести продувку вводного газопровода при давлении газа 4,9—9,8 кПа (500—1000 кгс/см²). При больших давлениях газа продувку производить не следует, так как при образующихся повышенных скоростях предметы, оставшиеся после монтажа, ударяясь о трубопровод, могут дать искру и вызвать взрыв. Окончание продувки проверяется отбором пробы газа из крана продувочной свечи. Зажигание пробы производится вне помещения за 20—30 м от газопровода. При спокойном горении пробы (без хлопков) продувка считается окон-

ченной. После этого приступают к продувке и наладке газового оборудования ГРП. Для этого необходимо.

1. Открыть предохранительно-запорный клапан 5, что достигается сцеплением его рычагов. Ударный молоточек сначала не устанавливается, так как закрепить его с рычагом без давления газа под мембраной невозможно.

2. Разгрузить рабочую мембрану регулятора 7, для чего следует вывернуть стакан пилота до полного расслабления.

3. Включить импульсные линии регулятора давления.

4. Открыть задвижку 2 перед регулятором и продуть короткий участок трубопровода. Во избежание повреждения фильтра задвижка 2 должна открываться медленно.

5. После закрытия клапана регулятора (об этом судят по выходному давлению) полностью открыть задвижку перед регулятором и медленно ввернуть винт пилота, произвести продувку (обратным ходом) через свечу. При этом давление не должно превышать 1,33 кПа (10 мм рт. ст.).

Контроль ведется по U-образному манометру, подключенному к штуцеру крана манометра 14. Наладка регулятора на полную пропускную способность возможна при условии создания требуемого расхода газа путем сброса его через свечу. Для наладки регулятора может быть использован сбросной клапан. При невозможности создания требуемого расхода в ГРП рекомендуется окончательную наладку производить после продувки всех газопроводов и зажигания горелки последнего по ходу газа котла. При этом сначала подача газа осуществляется через обводную линию, а затем через регулятор при закрытом байпасе.

6. При устойчивой работе регулятора открыть импульсную линию клапана 5, ввести в зацепление молоточек и провести наладку.

7. Наладить работу сбросного клапана. Для этого приоткрывают запорные органы байпаса и повышают выходное давление газа до тех пор, пока срабатывает клапан 11 при несколько меньшем давлении, чем клапан 5. Регулировка пружинного клапана производится поджатием пружины.

8. Сброс газа в атмосферу прекратить после наладки регулятора на полную нагрузку.

9. Проверить перепад давления в фильтре.

10. Снять ртутные манометры во избежание выбивания ртути

11. Проверить плотность фланцевых соединений и арматуры мыльной эмульсией. Продувка газопроводов ГРП в зависимости от расположения продувочных трубопроводов может осуществляться несколько иначе, чем предложено выше.

Полную остановку ГРП следует производить в следующем порядке

1. Отпустить молоточек и закрыть кран импульсной линии предохранительно-запорного клапана.

2. Закрыть задвижку на вводе газа в ГРП и проверить отсутствие давления по манометру.

3. Закрыть задвижку перед регулятором и вывернуть стакан пилота до отказа. В регуляторах типа РД ослабить пружину.

4. Закрыть клапан ПЗК выводом из зацепления рычагов.

5. Открыть краны на свечу и выключить манометры.

Выключение основной линии для ремонта газорегулирующего оборудования следует производить в таком порядке:

1. Осторожно открыть запорную задвижку на обводной линии. Плавным открытием регулирующей задвижки установить прежнюю величину конечного давления.

2. Закрывать задвижку после регулятора и все краны импульсных линий.

3. Сбросить в атмосферу газ из основного газопровода.

Переход с работы РДУК-2 на обводную линию осуществляется в следующем порядке:

а) поворотом винта пилота регулятором снижается рабочее давление на 10—15 %;

б) приоткрывается задвижка обводной линии так, чтоб восстановить первоначальное давление;

в) постепенно выворачивается винт пилота (до полного открытия) с одновременным открытием обводной задвижки для достижения давления, которое было при работе на регуляторе РДУК;

г) закрывается сначала задвижка на входе регулятора, а затем на выходе и перекрываются импульсные линии регулятора;

д) расцепляются рычаги ЗК и опускается клапан.

Эту работу рекомендуется проводить одновременно двум рабочим.

Переход с байпасной линии на регуляторы типа РДУК производится в обратном порядке:

а) открываются импульсные линии при вывернутом винте пилота;

б) вводятся в зацепление рычаги ПЗК;

в) открывается задвижка за регулятором;

г) уменьшается расход по обводной линии на 10—15 %, медленно открывается входная задвижка регулятора и винтом пилота регулируется подача газа в регулятор до полного восстановления давления;

д) перекрывается входная задвижка байпасной линии, вводится в работу ПЗК.

5.5. ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ

Газовые горелки должны обеспечивать устойчивое и полное сжигание газа при малом избытке воздуха в топке.

В зависимости от способа смешивания газа с воздухом газовые горелки делятся на диффузионные (или атмосферные), инжекционные, напорные и комбинированные (газозапутные и пылегазовые). Диффузионные горелки работают в котлах малой мощности. Разновидностью диффузионных горелок являются подовые, устанавливаемые в поду котла с принудительной подачей воздуха. Схема установки подовых горелок показана на рис. 5.8. Горелка состоит из трубы $\varnothing 32—80$ мм с отверстиями $\varnothing 2—4$ мм. Угол между рядами отверстий составляет $90...180^\circ$. Щель, в которой устанавливается горелка, выкладывается из огнеупорного кирпича.

Данные для выбора и расчета подовых горелок приведены в табл. 5.4.

Инжекционные горелки работают на принципе инжектирования газом воздуха без дутьевых устройств и применяются в основном на котлах небольшой производительности.

Напорные горелки с принудительной подачей воздуха являются основными горелочными устройствами, применяемыми на котлах средней и большой производительности.

Для сжигания высококалорийного газа в топках котлов, печей и технологических установок предназначены горелки вихревые газовые смесительные типов I и II (ГА). Горелочные устройства состоят из двух цилиндрических камер: меньшей и большей — воздушной. Газовая камера с одного конца заглушена, с другого — имеет трубную решетку, к которой приварены газовые трубы, число и диаметр которых зависит от производительности горелки. На каждую трубу навертывается наконечник с отверстием диаметром d для выхода

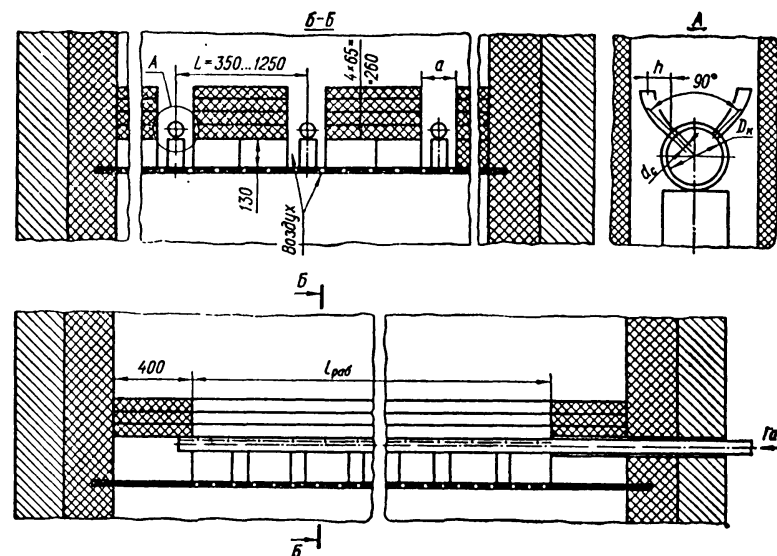


Рис. 5.8. Схема установки подовых горелок в котле

5.4. Основные данные для выбора подовых горелок

Показатель.	Расход газа, м³/ч									
	320	400	480	640	800	960	1120	1600	2000	2800
Диаметр коллектора D_K , дюйм	1,5	2					2,5		3	
Диаметр отверстий (сопл) коллектора d_c , мм	2,5		3			4				
Шаг между отверстиями, мм	20					25				
Длина рабочей (огневой) части горелок $l_{\text{раб}}$, м	1,8	2,3	2,7	2,8	3,2	3,8	3,1	4,5	5,5	7,8
Расход газа на 1 м рабочей части горелки, м³/ч	177		254			360				
Ширина щели, а, мм	100	115		125		135		160		

газа в топку. Для завихрения воздуха на выходе имеются специальные лопасти. В центре горелки предусмотрена труба для зажигания и наблюдения за горением. Торцевая часть, обращенная в топку, покрыта торкретом. Амбразура выкладывается из шамотного кирпича.

Общий вид смесительных горелок показан на рис. 5.9. Технические характеристики этих горелок приведены в табл. 5.5.

Выбор горелок производится из условий экономичности сжигания топлива с учетом конструктивных особенностей топок и производительности котла.

При выборе газовых горелок для котлов, переводимых с мазута на газ, производится перерасчет эквивалентности топлив.

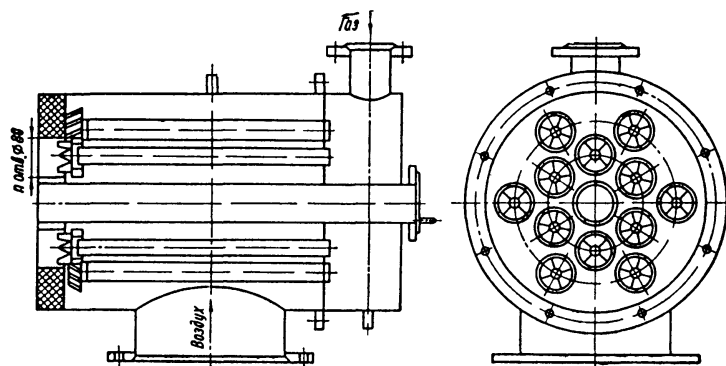


Рис. 5.9. Вихревая газовая смесительная горелка

Зная теплоту сгорания топлив и КПД при их сжигании, перерасчет равноценности газа 1 кг жидкого топлива определяют по следующей формуле:

$$V_{\text{г}} = Q_{\text{н.м}}^{\text{р}} \eta_{\text{м}} / (Q_{\text{н.г}}^{\text{р}} \eta_{\text{г}}),$$

где $Q_{\text{н.м}}^{\text{р}}$ и $Q_{\text{н.г}}^{\text{р}}$ — соответственно теплота сгорания мазута, МДж/кг (ккал/кг), и газа, МДж/м³ (ккал/м³); $\eta_{\text{м}}$ и $\eta_{\text{г}}$ — КПД котла при работе на мазуте и газе.

При выборе и установке горелок с принудительной подачей воздуха для газа с удельной теплотой сгорания, отличной от табличной, необходимо произвести перерасчет площади сечений газовыхых отверстий на действительную удельную теплоту сгорания газа по следующей формуле:

$$f_1 = f Q_{\text{пер}} / Q_{\text{д}},$$

где f — площадь газовыхых сечений при первоначальной удельной теплоте сгорания газа, м²; $Q_{\text{пер}}$ — первоначальная теплота сгорания газа, МДж/м³ (ккал/м³); $Q_{\text{д}}$ — действительная теплота сгорания газа, МДж/м³ (ккал/м³).

При этом соотношения скоростей газа и воздуха должны оставаться постоянными.

Горелки газовые типа БелКЗ предназначены для установки на котлах производительностью 25 — 75 т/ч, работающих на природном

5.5. Технические характеристики вихревых смесительных горелок

Типоразмер	Природный газ при $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 35,61$ МДж/кг (8500 ккал/м ³)			Воздух	
	Расход, м ³ /ч	Давление, кПа (кгс/м ²)	d , мм	Расход, м ³ /ч, при $\alpha_{\text{г}} = 1,1$	Давление, кПа (кгс/м ²)

Тип I

1230-00	39	1,27/29,4 (130/3000)	3,1/1,3	386	0,98 (100)
1229-00	63			625	
1228-00	94			930	
1227-00	140			1390	

Тип II (ГА)

ГА-102	226	1,27/29,4 (130/3000)	4,3/2,1	2240	0,98 (100)
ГА-106	340			3370	
ГА-110	508			5030	
1702-00	940			9300	
ГА	1100	—	22,6/11	11000	2,45 (250)

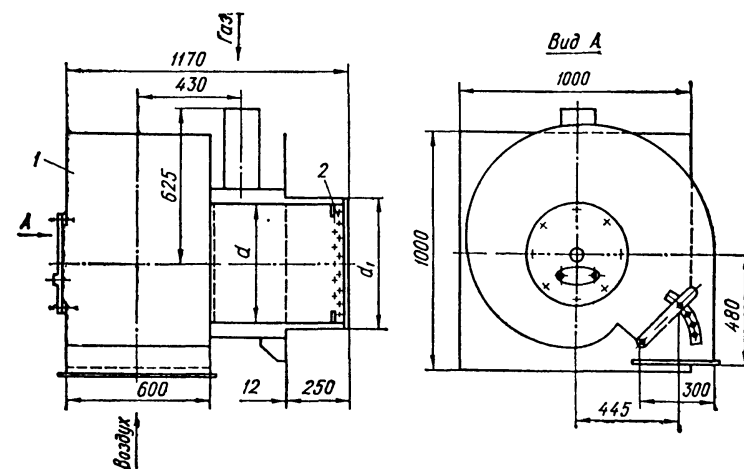


Рис. 5.10. Горелка газовая типа БелКЗ

газе. Выпускаются три типоразмера производительностью 18,8—46 ГДж/ч (4,5—11 Гкал/ч).

Горелка состоит из улиточного завихрителя воздуха 1 и обводного (периферийного, газового) коллектора с газораздающими отверстиями 2, расположенными в три ряда (рис. 5.10). При низком давлении газа 2,94—4,9 кПа (300—500 кг/м²) увеличение дальности струи газа достигается установкой одного ряда газораздающих трубок. Угол раскрытия факела мазутной форсунки подбирается при наладке. Горелка устанавливается в амбразуру (обычно коническую), выполненную из шамотного кирпича или огнеупорного бетона.

При работе на мазуте вставляется форсунка механического распыления.

Технические характеристики горелки типа БелКЗ

Производительность по газу	500—1200 нм³/ч
Давление газа перед горелкой . . .	2,94—29,4 кПа (300—3000 кгс/м²)
Скорость на выходе:	
газа из газового коллектора . . .	150 м/с
воздуха из горелки	25 м/с
Соппротивление горелки по воздуху	0,98—1,76 кПа (100—180 кгс/м²)

5.6. ПУСК И ОСТАНОВ КОТЛОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ГАЗОБРАЗНОМ ТОПЛИВЕ

При первоначальном пуске газифицированной котельной необходимо выполнить следующее:

1. Убедиться в правильности компоновки газового оборудования и регулирующих органов.
2. Проверить наличие заглушки у первой (входной) задвижки по ходу газа. Все регулирующие органы должны быть закрыты, за исключением кранов на сбросных и продувочных газопроводах.
3. Проверить исправность приборов автоматики безопасности.
4. Проверить правильность установки и наличие необходимых для пуска и безопасной эксплуатации контрольно-измерительных приборов.
5. Проверить расположение узлов управления шиберами, которые должны быть вынесены на фронт котлов и иметь фиксаторы положения с надписями «Открыто», «Закрыто».
6. Продуть газопровод котельной. Если на продуваемом газопроводе имеется газовый счетчик, то сначала продувка производится через байпас, а затем — через счетчик. Длительность продувки 15—20 мин. Окончание продувки определяется анализом. После окончания продувки закрывается кран свечи.
7. Продуть газопровод котла, подлежащего растопке через свечу.
8. Провентилировать топку и отрегулировать разрежение до 0,2—0,3 кПа (2—3 кгс/м²).
9. Открыть запорную задвижку.

10. Проверить давление газа по манометру стояка топки. При давлении ниже 0,4 кПа (40 мм вод. ст.) растопка запрещается.

11. Произвести розжиг первой горелки с помощью газового запальника. Перед внесением запальника в топку необходимо убедиться в закрытии всех задвижек на горелочных устройствах. Сначала вносится запальник, затем открывается кран подачи. Горящий запальник через запальное отверстие вводится в топку и подносится к верхнему краю выходного отверстия горелки. Открыть немного регулировочную задвижку и зажечь газ. После воспламенения газа необходимо

подать немного воздуха и постепенно отрегулировать горение так, чтобы факел был прозрачно-желтого цвета. После достижения устойчивого факела запальник вынимается из топки.

Порядок регулировки горения:

- а) для увеличения тепловой нагрузки сначала подать газ, затем добавить воздух и увеличить разрежение в топке;
- б) для уменьшения горения сначала уменьшить количество воздуха, затем убавить газ и уменьшить тягу.

При обрыве пламени или его погасании необходимо:

- а) быстро закрыть газ регулировочной задвижкой, открыть свечу;
- б) закрыть кран запальника;
- в) перекрыть подачу воздуха;
- г) провентилировать топку, боров, газоходы, воздухопроводы и повторить розжиг в установленном порядке.

Регулировка работы горелок должна вестись так, чтобы при этом соблюдалось соотношение топливо — воздух, обеспечивающее качественное сжигание топлива. При этом по цвету пламени определяют общее состояние режима горения.

При останове котла необходимо горелки выключать поочередно. При этом на каждой горелке уменьшение количества воздуха, затем газа и тяги производится ступенями в несколько приемов. После выключения всех горелок перекрывается регулирующая, затем рабочая задвижки, открывается кран на свечу и закрывается задвижка, отключающая котел.

Через 3—4 мин останавливается дутьевой вентилятор. Уменьшается разрежение до 0,2—0,3 кПа (2—3 мм вод. ст.), затем вентилируется топка 10—15 мин и выключается дымосос.

Для безопасной эксплуатации котлы должны быть оборудованы автоматикой безопасности, производящей аварийное отключение газа в следующих случаях:

1. При понижении или повышении уровня воды в барабане сверх допустимых пределов.
2. При падении или повышении давления газа перед горелками ниже допустимых значений.
3. При понижении давления воздуха ниже установленного (для горелок с принудительной подачей).
4. При исчезновении тяги в топке.
5. При погасании пламени горелок.

Глава 6

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПО ОБОРУДОВАНИЮ ДЛЯ ДРОБЛЕНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

6.1. СХЕМЫ ДРОБИЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Твердое топливо перед сжиганием дробится до зерен требуемой крупности. Дроблению подлежат все угли или сланцы, за исключением мелочи типа АШ. Не нуждаются в дроблении топлива, применяемые для котлов с ручными решетками, а также кусковой и фрезерный торф, сжигаемые на механических решетках или в пылевидном состоянии, если они имеют однородную структуру без больших включений.

ывающей низкотемпературную коррозию. Выбор оптимальных температур уходящих газов производится на основании технико-экономических расчетов.

Дополнительные затраты на конвективные поверхности должны окупаться экономией дорогостоящего топлива. Температура уходящих газов для котлов низкого давления приведена в табл. 3.12.

3.12. Температура уходящих газов для котлов низкого давления

Топливо	Температура уходящих газов, °C
Угли:	120—130
$W^p < 0,7 \% \cdot \text{кг/МДж}$ ($3 \% \cdot \text{кг/ккал}$)	140—150
$W^p = 0,9...5 \% \cdot \text{кг/МДж}$ ($4...20 \% \cdot \text{кг/ккал}$)	150—160
Мазут*	110—120
Природный газ	170—190
Торф и древесные отходы	

* При автоматическом регулировании топлива и воздуха возможна эксплуатация котлов на мазуте с $\alpha_T = 1,02...1,03$. В этом случае температура уходящих газов может быть снижена до 120 °C, но при этом температура воздуха на входе в воздухоподогреватель во избежание забивания труб липкими отложениями должна быть не ниже 50 °C.

3.8. ТЯГОДУТЬЕВЫЕ МАШИНЫ

В котельных применяются, в основном, вентиляторы и дымососы одностороннего всасывания правого или левого вращения. Дымососы от вентиляторов отличаются увеличенной толщиной лопаток рабочего колеса, наличием накладок у их корня и брони по образующей улитки.

В настоящее время промышленность выпускает дутьевые вентиляторы ВДН с консольным расположением рабочего колеса (на одном валу с электродвигателем) и лопатками, загнутыми назад (табл. 3.13), и дымососы типа ДН (табл. 3.14).

В предпусковой период проверяется правильность установки машин по проекту согласно паспортным данным. По месту проверяется узел крепления рабочего колеса на валу (наличие шпонки, крепежного болта и др.). Измеряется зазор d между входным отверстием колеса и кольцом входного конуса, который должен быть $0,002 D$, где D — диаметр колеса, длина перекрытия рабочим колесом входного кольца должна составлять $0,01D$ (рис. 3.1).

При изменении условий эксплуатации (другое топливо, реконструкция хвостовых поверхностей и др.) пересчитывается производительность и напор.

Производительность, $\text{м}^3/\text{ч}$,

$$Q_v = B_p V^0 \alpha_T \frac{t_v + 273}{273} K_1 \frac{760}{h_g}, \quad (3.41)$$

дымососа

$$Q_d = B_p \left[V^0 + 1,016 (\alpha_d - 1) V^0 \frac{t_{yx} + 273}{273} \right] K_1 \frac{760}{h_g}, \quad (3.42)$$

где B_p — расход топлива, кг/ч ; V^0 и V^0_r — теоретический объем соответственно воздуха на 1 кг топлива и газов при $\alpha = 1$; α_T и α_d — соответственно коэффициенты избытка воздуха в топке и перед дымососом; t_v и t_{yx} — соответственно температура воздуха и уходящих газов, °C; K_1 — коэффициент запаса принимается: при производительности котлов больше 20 т/ч — 1,05 (для вентиляторов и дымососов); при производительности меньше 20 т/ч : для дымососов — 1,1; вентиляторов — 1,05; h_g — барометрическое давление.

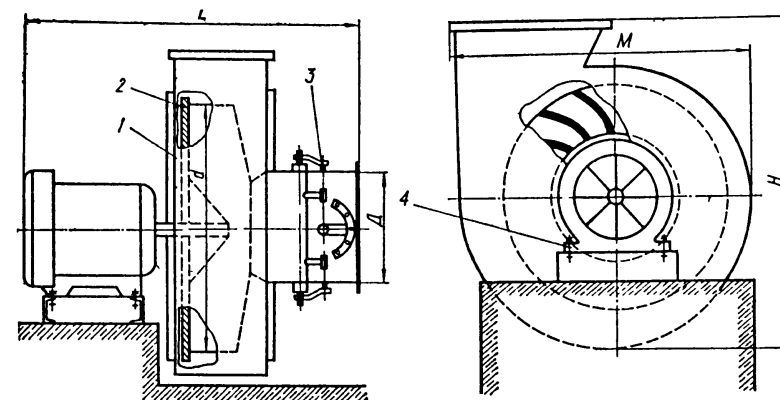


Рис. 3.1. Дымососы одностороннего всасывания ДН-9; ДН-10; ДН-11,5; ДН-12,5 и вентиляторы ВДН-8; ВДН-9; ВДН-10; ВДН-11,5; ВДН-12,5: 1 — улитка; 2 — колесо рабочее; 3 — осевой направляющий аппарат; 4 — болт крепления

Полное расчетное давление тягодутьевых машин

$$H_p = \Delta H K_2, \quad (3.43)$$

где ΔH — перепад полных давлений в тракте, кПа (кгс/м^2); K_2 — коэффициент запаса, который при $K_1 = 1,05$ принимается равным 1,1, а при $K_1 = 1,1$ он составляет 1,2.

Давление H_p приводится к нормальному виду, т. е. к тем условиям, для которых завод-изготовитель дает характеристику:

$$H_p^{np} = B_p H_p,$$

где $B_p = \frac{1,293}{\rho_0} \frac{T}{T_{зав}} \frac{760}{h_g}$; ρ_0 — плотность газа или воздуха при нормальных условиях, кг/м^3 ; T и $T_{зав}$ — абсолютные температуры в условиях установки машины и завода, К.

Установленная мощность электродвигателя, кВт,

$$N_{эл} = K_3 \frac{Q_p H_p}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_v}, \quad (3.44)$$

где K_3 — коэффициент запаса принимается 1,1; η_v — КПД машины.

3.13. Вентиляторы дутьевые

Показатель	ВДН 8	ВДН 9
Производительность, тыс м ³ /ч*	6/2	9/7
Полное давление, кПа (кгс/м ²)*	$\frac{1}{0,58} \left(\frac{103}{59} \right)$	$\frac{1,3}{0,7} \left(\frac{130}{73} \right)$
Мощность на валу, кВт	$\frac{2,1}{0,4}$	$\frac{4,0}{1,7}$
Максимально допустимая скорость вращения, об/мин	1500	1500
Максимальный КПД		83
Габаритные размеры, мм		
длина	1210	1230
ширина	1335	1495
высота	1200	1350
Диаметр рабочего колеса, мм	800	900
Масса вентилятора с электродвигателем, т	0,5	0,5

Примечание Температура воздуха до 30 °С

* В числителе приведены данные при частоте вращения 980 об/мин, а в
 ** Изготавливаются хабаровским заводом «Энергомаш», остальные — Бийским

3.14. Дымососы одностороннего

Показатель	ДН-9	ДН-10	ДН-11,5	ДН-12,5
Производительность, тыс. м ³ /ч*	$\frac{10}{7,6}$	$\frac{13,7}{10,4}$	$\frac{19,3}{14,6}$	$\frac{26,7}{19,8}$
Полное давление, кПа (кгс/м ²)*	$\frac{0,8}{0,54} \left(\frac{80}{54} \right)$	$\frac{0,98}{0,58} \left(\frac{98}{58} \right)$	$\frac{1,2}{8,7} \left(\frac{124}{78} \right)$	$\frac{1,5}{0,9} \left(\frac{152}{90} \right)$
Мощность на валу, кВт*	$\frac{3,5}{1,5}$	$\frac{5,9}{1,9}$	$\frac{10,4}{4,5}$	$\frac{17,8}{5,2}$
Максимально допустимая частота вращения, об/мин		1500		
Максимальный КПД		82		
Габаритные размеры, мм				
длина (L)	1234	1312	1534	1767
ширина (M)	1491	1651	1843	2050
высота (H)	1356	1506	1687	1880
Диаметр рабочего колеса, мм	900	1000	1120	1250
Масса дымососа без электро-двигателя, т	0,435	0,575	0,760	1,05
Завод изготовитель	Бийский котельный завод			

Примечания 1 Температура перемещаемой среды для всех дымососов
 2 Дымососы ДН изготавливаются с противозонной защитой лопаток, а мазутных котлов

* В числителе приведены данные при частоте вращения вала 980 об/мин, а в

одностороннего всасывания типа ВДН

ВДН-10	ВДН-11,5	ВДН-12,5	ВДН-15**	ВДН-17**
$\frac{12}{9}$ $\frac{1,6}{0,9} \left(\frac{162}{93} \right)$ $\frac{6,5}{2,8}$ 1500	$\frac{17}{13}$ $\frac{2}{1,1} \left(\frac{200}{115} \right)$ $\frac{11,3}{5,0}$ 1500	$\frac{24}{18}$ $\frac{2,5}{1,9} \left(\frac{251}{193} \right)$ $\frac{20}{11,5}$ 1500	50 3,50 (350) 58,5 1000	73 4,50 (450) 110 1000
1315 1655 1500 1000 0,8	1520 1845 1681 1120 1,2	1910 2060 1875 1250 1,5	— — — 1500 —	— — — 1700 —

знаменателе — при 740 об/мин
 котельным заводом

всасывания типа ДН

ДН-15	ДН-17	ДН-19	ДН-21	ДН-22 ДН-22ГМ	ДН-24 ДН-24ГМ	ДН-26 ДН-26ГМ
$\frac{50}{39}$ $\frac{2,5}{1,5} \left(\frac{256}{150} \right)$ $\frac{49,0}{19,6}$	$\frac{73}{55}$ $\frac{3,6}{1,9} \left(\frac{366}{191} \right)$ $\frac{78,5}{36,0}$	$\frac{102}{77}$ $\frac{4,5}{2,4} \left(\frac{457}{240} \right)$ $\frac{157}{94,5}$	$\frac{138}{105}$ $\frac{5,5}{2,9} \left(\frac{559}{293} \right)$ $\frac{262}{105}$	$\frac{142}{112}$ $\frac{3,2}{2} \left(\frac{325}{210} \right)$ $\frac{158}{80}$	$\frac{176}{145}$ $\frac{3,9}{2,5} \left(\frac{390}{250} \right)$ $\frac{234}{124}$	$\frac{242}{190}$ $\frac{4,58}{2,9} \left(\frac{458}{392} \right)$ $\frac{385}{189}$
	83	1000	84		750 82	
— — — 1500 —	— — — 1700 —	— — — 1900 —	— — — 2100 —	3394 3580 4200 2200 7,1	3490 3870 4600 2400 7,9	3584 4160 4980 2600 8,9
Хабаровский «Энергомаш»	Артемовский машино- строительный завод			Барнаульский котельный завод		

200 °С
 ДН-22ГМ, ДН-24 ГМ и ДН-26ГМ — без этой защиты и предназначены для газо

знаменателе — при 740 об/мин

Глава 4

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ И ПУСКОВЫЕ РАБОТЫ ПО ОБОРУДОВАНИЮ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ЖИДКОГО ТОПЛИВА

4.1. ПРОВЕРКА ОСНОВНЫХ РЕШЕНИЙ ПРОЕКТА ПО УСТРОЙСТВУ МАЗУТНЫХ ХОЗЯЙСТВ

В предпусковой период должны быть проведены работы по изучению технической документации и проверке правильности решений по устройству мазутного хозяйства согласно СНиП, ПТЭ и ПТБ. Различают наружное и внутреннее мазутное хозяйство. К наружному мазутному хозяйству относятся: мазутохранилища, мазутонасосная, наружные паро- и мазутопроводы, сливные устройства мазута и др. Внутреннее мазутное хозяйство включает в себя паро- и мазутопроводы в пределах котельной, горелки, подогреватели.

Резервуары должны быть оборудованы устройствами, позволяющими надежно и равномерно производить нагрев мазута.

Общие положения по содержанию жидкого топлива в резервуарах: а) в местах отбора жидкого топлива из резервуаров должна поддерживаться температура мазута марки 40 менее 60, марки 100 — менее 80, легкого нефтяного топлива — менее 10 °С;

б) для разогрева мазута в подогревателях мазутохранилищ применяется пар давлением 0,8—1 МПа (8—10 кгс/см²) или вода с температурой не менее 120 °С;

в) подачу топлива в резервуары следует производить под уровень топлива.

В настоящее время наиболее распространены две принципиальные схемы подачи мазута в котельную:

а) одноступенчатая со следующей последовательностью установок основного оборудования: фильтр грубой очистки — мазутный насос — подогреватель — фильтр тонкой очистки;

б) двухступенчатая со следующей последовательностью установок основного оборудования: фильтр грубой очистки — насос 1-го подъема — подогреватель — фильтр тонкой очистки — насос 2-го подъема.

При использовании рециркуляционного разогрева в одноступенчатой схеме насосы, подающие мазут на рециркуляцию, являются независимыми от основной схемы и работают по самостоятельному кольцу. В двухступенчатой схеме рециркуляционный разогрев может осуществляться аналогично одноступенчатой схеме, т. е. по самостоятельному контуру или для рециркуляции используется насос 1-го подъема.

Проверка выбора оборудования мазутонасосных производится исходя из основных положений по проектированию:

а) для растопочных мазутонасосных производительность основного оборудования и основных всасывающих и нагнетательных мазутопроводов принимается из расчета расхода мазута на одновременную растопку двух котлов с нагрузкой, равной 30 % их номинальной производительности; для мазутонасосных основного, резервного и аварийного мазутохозяйств — из расхода мазута при работе всех котлов с номинальной производительностью и с учетом перспективы расширения котельной;

б) давление мазута у форсунок энергетических котлов принимается равным 3,5 МПа (35 кгс/см²) и согласовывается с заводом — поставщиком котлов;

в) давление мазута у форсунок водогрейных котлов 2—3 МПа (20—30 кгс/см²). В промышленных ТЭЦ вследствие большого дефицита высоконапорной арматуры применяется давление 2—2,5 МПа (20—25 кгс/см²);

г) вязкость мазута у форсунок должна быть не более 2,5 °ВУ;

д) температура мазута на выходе из насосной определяется по указанной выше вязкости для определенной марки мазута с учетом того, что потери температуры по трассе составляют 1—1,5 °С на 100 м. Температура на выходе из мазутонасосной обычно бывает 120—160 °С;

е) мазутные насосы должны быть защищены от попадания в них посторонних включений установкой на линии всасывания предпочтительно индивидуальных мазутных фильтров грубой очистки;

ж) мазутные горелки должны быть защищены от попадания включений установкой фильтров с мелкой сеткой (до 40 отверстий на 1 см²);

з) паропроводы перед подогревателями должны быть защищены от попадания мазута установкой обратных клапанов;

и) количество мазута, возвращаемого от котлов в резервуары (рециркуляция), принимается в среднем 10—25 %;

к) фильтры и мазутоподогреватели должны быть обеспечены удобными для обслуживания линиями продувки и дренажа. Схема мазутопроводов в подогреватель должна обеспечить увеличенный пропуск мазута (примерно в 2 раза) для выполнения самоочистки подогревателя;

л) дренаж мазута от фильтров, трубопроводов и другого оборудования должен направляться в дренажный приямок, откуда перекачивается в резервуар;

м) количество основных мазутных насосов должно быть не менее трех (из них два рабочих), а количество рециркуляционных насосов — не менее двух;

н) подача мазута в котельную должна предусматриваться по циркуляционной схеме, а легкого нефтяного топлива — по тупиковой схеме.

Количество устанавливаемых фильтров и подогревателей с учетом одного резервного определяется по принятым расчетной производительности насосов и схеме.

Существуют две схемы компоновки мазутонасосной: блочная (насос — подогреватель — фильтр) без поперечных связей и коллекторная, которая позволяет включать в работу любое сочетание из установленного оборудования. Блочная схема хорошо komponуется с минимальным количеством арматуры, но имеет тот недостаток, что при выходе из строя одного из элементов оборудования останавливается вся нитка. Коллекторная схема требует большего количества арматуры, однако она более надежна в работе. Возможно применение также смешанной схемы.

При компоновке любой схемы следует учитывать возможность ремонта арматуры без выключения из работы оборудования мазутного хозяйства. Компоновка оборудования должна быть такой, чтобы обеспечивался свободный проход вдоль всей насосной шириной 1,5—2 м для перемещения оборудования.

В типовых проектах установка подогревателей осуществляется вне здания мазутонасосной, а фильтры тонкой очистки устанавливаются внутри здания. При такой схеме усложняется обслуживание, но появляется возможность расположить всю основную арматуру в помещении. Для районов с расчетной зимней температурой —10...—15 °С фильтры следует устанавливать также на открытой площадке. При любых схемах и компоновках необходимо:

1. В нижних точках мазутопроводов предусмотреть линии для спуска мазута в дренажный бак во время остановки.

2. После мазутных насосов врезать линии рециркуляции диаметром 25 мм на линии всасывания, с тем чтобы имелась возможность регулировать давление в напорной линии (по месту).

3. При использовании подающих мазут на форсунки насосов производительностью, превышающей требуемый расход топлива котельной более чем на 30 %, следует устраивать разгрузочные линии. Для этого врезается перемычка с вентилем, соединяющая напорный трубопровод (перед подогревателем) с линией рециркуляции, идущей от котлов в резервуары склада.

При прокладке мазутопроводов необходимо, чтобы рядом с ними находились паропроводы, линия рециркуляции, конденсатопроводы. Все трубопроводы обматываются общей изоляцией.

От котельной, для которой мазут является основным или резервным топливом, до насосной укладываются две напорные мазутные линии, две паровые и одна линия рециркуляции. Каждый напорный мазутопровод рассчитывается на подачу 75 %-ной расчетной производительности. Скорость мазута в трубопроводах принимается 1,4...2 м/с, скорость перегретого пара в паропроводах — 40...60 м/с, конденсата в конденсатопроводах — 1,3...2 м/с. Все трубы прокладываются с уклоном 0,003—0,005 в сторону мазутонасосной. Прокладка паровых и мазутопроводов от главного корпуса к мазутонасосной производится, как правило, надземной на опорах. Расстояние от верха изоляции до земли должно быть не менее 2 м, в местах над дорогами — не менее 4,5 м, до головки рельсов железнодорожного пути — не менее 8 м. В нижних точках мазутопроводов должны устанавливаться вентили для опорожнения линий, в верхних точках — вентили для выпуска воздуха.

На всасывающих и напорных линиях мазута должна устанавливаться аварийная запорная арматура на расстоянии не ближе 10 м и не далее 50 м от насосной. На вводе в котельную устанавливается арматура с дистанционными электрическими приводами.

Компенсаторы и арматура, укладываемые в непроходных каналах, должны располагаться в специальных камерах, имеющих достаточные размеры для обслуживания и люк для выхода на поверхность. Трасса паровых и мазутопроводов выбирается так, чтобы термическое удлинение компенсировалось поворотами трассы. В необходимых случаях устанавливаются П-образные компенсаторы. Мазутопроводы должны быть заземлены для отвода электричества, возникающего от статических зарядов при повышенных скоростях мазута в трубопроводах.

Из паропроводов насыщенного пара и тупиковых участков перегретого должен быть устроен автоматический отвод конденсата с помощью конденсатоотводчиков с обратным клапаном и байпасом. Все отключаемые участки паропроводов должны быть оборудованы вентилями для продувки. На всех мазуто-, паровых и конденсатопроводах диаметром $D_y = 50$ мм и выше при температуре 120 °С должна устанавливаться стальная арматура, так как чугунная арматура неудовлетворительно переносит термическое расширение, особенно на открытом воздухе.

Слив мазута из железнодорожных цистерн производится в сливные лотки, по которым топливо поступает в приемную емкость. Уклон лотков и труб, по которым сливается топливо, принимается не менее 0,01. При доставке топлива автотранспортом для слива его в приемную емкость или непосредственно в мазутохранилище должны быть предусмотрены приемные лотки или воронки. При расчете сливных устройств необходимо учитывать следующие нормы:

а) вместимость приемной емкости для топлива, доставляемого железнодорожным транспортом, должна обеспечить при аварийной остановке перекачивающих насосов прием топлива в течение 30 мин (исходя из нормативного времени в летний период);

б) для перекачивания топлива из приемного резервуара должно быть предусмотрено не менее двух насосов (оба рабочие). Производительность насосов выбирается по количеству топлива, сливаемого в одну ставку, цистерн и нормативному времени их слива;

в) длина фронта разгрузки мазута, применяемого в качестве аварийного или растопочного: на одну железнодорожную цистерну — для котельных производительностью до 419 ГДж/ч (100 Гкал/ч); на две цистерны — для котельных производительностью более 419 ГДж/ч (100 Гкал/ч);

г) сливные устройства легкого нефтяного топлива предусматриваются для приема одной железнодорожной или автомобильной цистерны;

д) сливные устройства для мазута, доставляемого автотранспортом, предусматриваются на разгрузку одной автомобильной цистерны;

е) общая емкость резервуаров жидких присадок определяется условиями доставки (железнодорожный или автомобильный транспорт), но должна быть не менее 0,5 % емкости мазутохранилища. Количество резервуаров — не менее двух.

Разогрев топлива, доставляемого в автомобильных цистернах, не предусматривается. В приемных емкостях, лотках и трубах должны предусматриваться теплообменники. Выбор площади поперечного сечения лотков производится из условия скорости в них 0,4 м/с.

Расход пара на разогрев и пропарку цистерн при давлении 1,2—1,3 МПа (12—13 кгс/см²) и температуре наружного воздуха —10...—30 °С составляет 85—120 кг на 1 т мазута и определяется по следующей формуле:

$$Q = Gqn_{1,2}/T \text{ кг/ч,}$$

где G — масса мазута в цистерне, т; q — удельный расход пара на 1 т мазута, кг/т; n — число цистерн, шт.; 1,2 — коэффициент запаса; T — время расхода пара, ч.

Расход пара на промежуточные емкости вместимостью 60 м³ составляет 180 кг/ч, 100 м³ — 300 кг/ч.

На шите мазутонасосной должны устанавливаться следующие приборы, показывающие и измеряющие:

- температуру мазута, подаваемого в котельную;
- давление мазута, подаваемого к котлам;
- давление мазута, поступающего от котлов;
- расход мазута, подаваемого к котлам, и расход мазута, поступающего от котлов;
- температуру мазута в каждом резервуаре;
- уровень мазута в каждом резервуаре;
- давление мазута в рециркуляционной линии (подача мазута на обогрев резервуаров);
- расход пара, идущего на мазутное хозяйство и на мазутослив;
- температуру мазута за каждым подогревателем.

Кроме того, на шите устанавливаются приборы, подающие сигнал аварийной остановки насосов (перекачивающих, рециркуляционных, подачи мазута в котельную), а также сигнализирующие о максимальном уровне мазута в резервуарах и промежуточной емкости.

4.1. Ротационно-зубчатые насосы типа РЗ

Показатель	РЗ-60а	РЗ-30и	РЗ-7,5	РЗ-4,5
Производительность, м³/ч	38	18	5	3,3
Давление нагнетания, МПа (кгс/см²)	0,28 (2,8)	0,48 (4,8)	0,3 (3)	0,33 (3,3)
Высота всасывания, м	7	6	3	3
Условная вязкость, °УВ	10—250	10—200	22—42	22—42
Температура, °С			До 60	
Мощность на валу насоса при максимальном давлении, кВт	9,5	5	2	1,5
Частота вращения, об/мин	970	1000	1450	1450
Габаритные размеры агрегата (с электродвигателем), мм:				
длина (А)	1066	910	765	660
ширина (В)	485	443	345	345
высота (Н)	595	476	340	347
Диаметры патрубков, мм:				
всасывающего	100	70	32	25
нагнетающего	—	—	—	—
Масса, кг	93	49	15,5	13

Примечание. Насосы типа РЗ-60а; РЗ-30и; ЗВ-4-25 и ЗВ-16-25 изготавливаются заводом, МВН — Сызранским турбостроительным заводом.

• Применяются для перекачивания мазута и масла.

4.2. Центробежные насосы типа НЖФ-150, центробежно-вихревые типа мазута типа

Показатель	НЖФ-150	2,5ЦВ-1,5	2,5ЦВ-1,3
Производительность, м³/ч	220	20—34	15—29
Давление нагнетания, МПа (кгс/см²)	0,39 (3,9)	2—0,53 (20—5,3)	2,1—0,53 (21,2—5,3)
Высота всасывания, м	—	7	7
Перекачиваемая жидкость	Жомоводяная смесь, мазут		Вода,
Температура, °С			До
Мощность на валу насоса при максимальном давлении, кВт	40	40	28
Частота вращения, об/мин	1450	2900	2900
Габаритные размеры агрегата (с электродвигателем), мм:			
длина	1300	1255	1255
ширина	755	604	604
высота	709	431	595
Диаметры патрубков, мм:			
всасывающего	200	60	60
нагнетающего	150	50	50
Масса насоса, кг	475	436	409

Примечание. Насосы НЖФ-150 и 12НА изготавливаются заводом, УПМ-25/140 — Кировоградским заводом, Лебедянским заводом, МВН — Сызранским турбостроительным заводом.

и винтовые насосы типов МВН и ЗВ*

РЗ-3	МВН-25	МВН-10	МВН-6	МВН-1,5	МВН-0,8	ЗВ-4-25	ЗВ-16-25
1,1 1,45 (14,5)	90 2,5 (25)	42 2,5 (25)	22,5 2,5 (25)	5,4 2,5 (25)	2,9 0,5 (5)	6,6 2,5 (25)	22 2,5 (25)
5 22—42	4 3—30	4 3—30	4 3—30	4 3—30	4 3—30	6 3—10	5,5 3—10
1,1 1450	83 1450	38,5 1450	22,7 1450	6,2 2900	0,62 1450	7,5 2900	22 3000
655 370 347	1030 460 615	767 320 430	59,0 320 410	322 180 270	275 150 175	990 325 305	1270 548 563
20 —	— —	— —	— —	— —	— —	57 45	108 89
11	470	216	115	30	13	134	230

ливенским заводом «Ливгидромаш», РЗ-7,5; РЗ-4,5 и РЗ-3 — Сумским насосным заводом.

2,5ЦВ, погружные артезианские типа 12НА и установка по перекачиванию УПМ-25/140

2,5ЦВ-1,1	2,5ЦВ-0,8	12НА-22×6	12НА-9×4	УПМ-25/140
10—24 2,2—0,58 (22,4—5,8) 7	5—12 2—0,72 (20—7,2) 7	150 0,72—0,52 (7,2—5,2) —	50 0,52 (5,2) —	8,9 2,5 (25) —
мазут			Мазут	
105 20 2900	14 2900	15 1470	10 1470	50—70 10 1500
1150 528 525	1150 528 525	— — —	— — —	1150 570 565
60 50 338	60 50 325	200 150 867—1360	200 100 645—1200	50 50

машинностроительным заводом, насосы 2,5ЦВ — ливенским заводом «Ливгидромаш»,

4.2. НАСОСЫ МАЗУТНЫЕ

Насосы, применяемые в мазутных хозяйствах, отличаются по своим характеристикам: для подачи мазута в резервуары складов применяются насосы большой производительности и малого давления, а для обеспечения форсунок — малой производительности и сравнительно большого давления. Чаще применяются ротационно-зубчатые, погружные и винтовые насосы, реже поршневые и центробежные (табл. 4.1 и 4.2). Ротационно-зубчатые насосы типа РЗ-60а (рис. 4.1) и РЗ-30и имеют высоту всасывания соответственно 7 и 6 м и в мазутных хозяйствах применяются для подачи мазута из приемных емкостей в резервуары. Лучшими для этой цели считаются погружные насосы 12НА-9 × 4 и 12НА-22 × 6 (рис. 4.2). Эти насосы устанавливаются вне

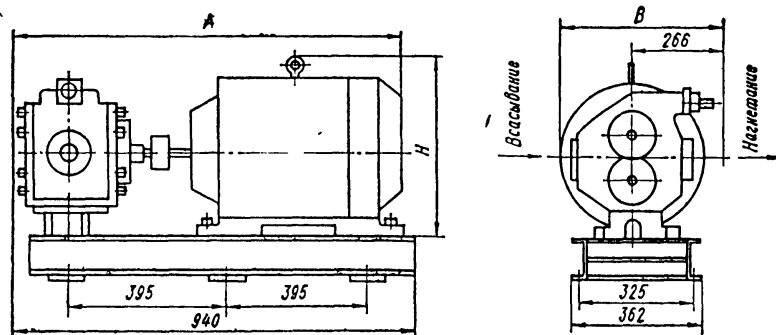


Рис. 4.1. Насос ротационно-зубчатый РЗ-60а

помещения, непосредственно над емкостями. Центробежные насосы НЖФ-150 используются для подачи мазута из наземных емкостей в резервуары. Для подачи мазута к форсункам широко применяются перекачивающие установки УПМ-25/140 (рис. 4.3). В нагнетательной линии насоса смонтирован предохранительно-разгрузочный клапан для перепуска жидкости на себя при повышении давления сверх допустимого. К недостаткам установки следует отнести то, что она работает под заливом топлива и плохо поддается ремонту. Винтовые насосы типа МВН хорошо зарекомендовали себя как высоконапорные, работающие с мазутом большой вязкостью до 30 °ВУ. Винтовые насосы 3В-4-25 (рис. 4.4) и 3В-16-25 применяют для подачи мазута к горелкам, обладают самовсасывающей способностью. Перед пуском мазутных насосов следует проверить направление вращения и заливку перекачиваемой жидкостью внутренних частей корпусов.

Управление перекачивающими насосами, устанавливаемыми на промежуточной емкости, осуществляется по месту их установки. Насосы должны отключаться автоматически: при понижении уровня мазута в промежуточной емкости ниже допустимого и при повышении температуры упорно-опорного подшипника.

На всасывающих линиях у резервуаров и напорных от перекачивающих насосов устанавливаются задвижки с электроприводом, управление выносятся на щит мазутонасосной. Управление насосами подачи мазута в котельную производится со щита, предусматривается автоматическое включение резервного (АВР) насоса.

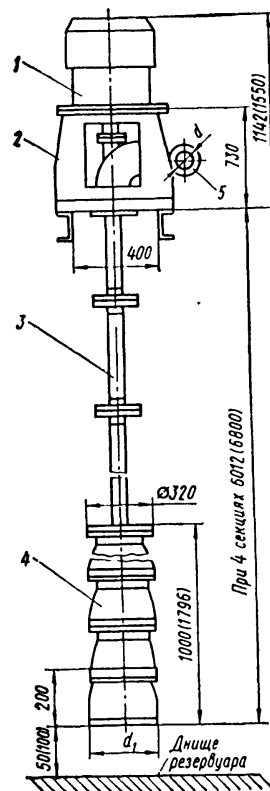


Рис. 4.2. Насосы погружные 12НА-9×4 и 12НА-22×6:

1 — электродвигатель, 2 — опорная стойка; 3 — напорная колонка; 4 — секция

Рис. 4.3. Установка для перекачки мазута УПМ-25/140:

1 — насос НШ-98; 2 — плита; 3 — электродвигатель

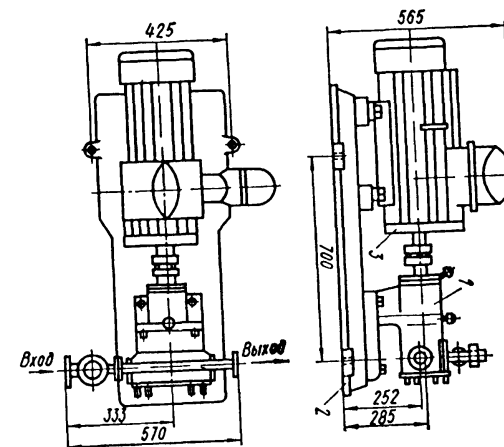
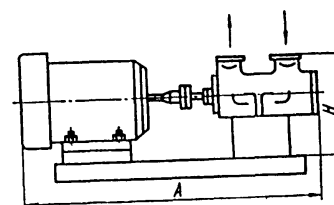
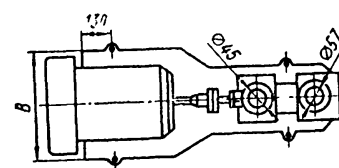


Рис. 4.4. Насос винтовой 3В-4-25



Управление насосами рециркуляционного разогрева также выносятся на щит. Предусматривается автоматическое регулирование температуры мазута в подогревателях с помощью электронных регуляторов, установленных на паровом коллекторе.

На дренажных приемках (или баках) устанавливаются дренажные насосы, которые включаются и выключаются автоматически от указателей уровня. Предусматривается установка сигнализации предельного уровня с выносом сигнала на щит.



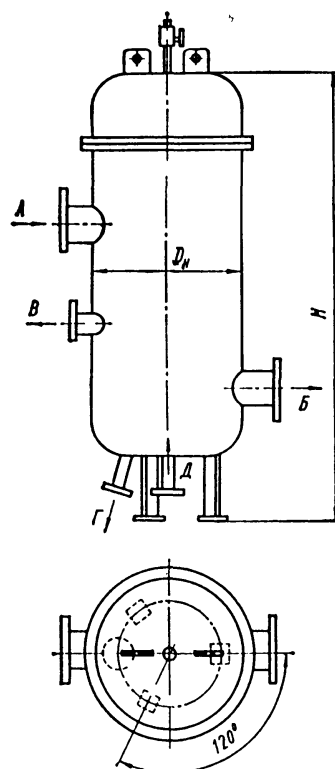


Рис. 4.5. Фильтр мазутный таганрогского котлостроительного завода «Красный котельщик»

гревателя, состоящего из четырех секций, приведена в табл. 4.4.

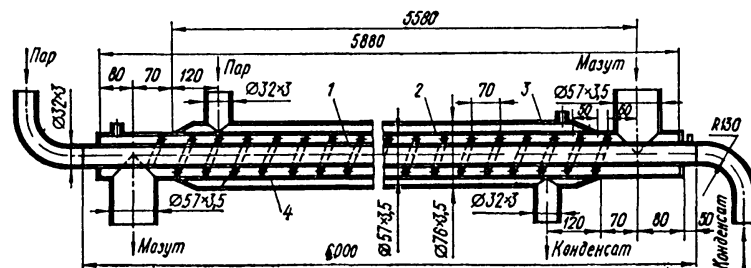


Рис. 4.6. Высокоэффективный подогреватель мазута с завихрением и двусторонним обогревом топлива

4.3. ФИЛЬТРЫ И ПОДОГРЕВАТЕЛИ МАЗУТА

Для предохранения от поломок и увеличения срока службы насосов применяются мазутные фильтры грубой очистки с пятью отверстиями на 1 см^2 фильтровальной сетки. Для предупреждения забивания отверстий форсунок используются фильтры тонкой очистки с 40 отверстиями на 1 см^2 сетки. Фильтры грубой очистки устанавливаются на всасывающей стороне насосов, тонкой очистки — на нагнетательной стороне. Возможна установка обоих фильтров перед насосами. Таганрогский котлостроительный завод «Красный котельщик» изготавливает фильтры (рис. 4.5), характеристика которых приведена в табл. 4.3.

Для подогрева мазута применяются высокоэффективные подогреватели с завихрением и двусторонним обогревом топлива (рис. 4.6). Они состоят из трех труб, вставленных одна в другую. Между трубами 1 и 2 под углом 45° навита проволока 4. Подогреватель может состоять из одной или нескольких секций. Расчетная производительность подбирается набором секций. При работе мазут поступает в межтрубное пространство, вращается между витками проволоки и обогревается паром с двух сторон. Пар попадает по трубам 1 и 3 и в виде конденсата отводится в расширитель. Техническая характеристика такого подогревателя, состоящего из четырех секций, приведена в табл. 4.4.

4.3. Фильтры мазутные вертикальные таганрогского котлостроительного завода «Красный котельщик»

Показатель	ФМ-25-30-40(5)	ФМ-40-30-40(5)	ФМ-10-60 40(5)	ФМ-10-120 40(5)	ФМ 10 240 40(5)
Производительность, т/ч	30	30	60	120	240
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	2,5 (25)	4 (40)	1 (10)	1 (10)	1 (10)
Площадь поверхности фильтрации, м ²	0,315	0,315	0,51	1,22	1,95
Объем фильтра, м ³	0,07	0,079	0,158	0,45	0,95
Масса, кг	220	256	360	560	1030
Габаритные размеры, мм:					
диаметр D_n	325	325	426	630	—
высота H	1248	1354	1640	1985	—

Примечание: Гидравлическое сопротивление 51 кПа (0,5 кгс/см²)

4.4. Техническая характеристика четырехсекционного высокоэффективного мазутоподогревателя

Производительность	6,8 т/ч
Площадь поверхности нагрева	12 м ²
Температура мазута:	
перед подогревателем	70—80 °С
после подогревателя	150—160 °С
Давление пара перед подогревателем	0,5—1,2 МПа (5—12 кгс/см ²)
Гидравлическое сопротивление	0,1—0,15 МПа (1—1,5 кгс/см ²)
Коэффициент теплопередачи	580 Вт/(м ² ·К) [500 ккал/(м ² ·ч·°С)]
Габаритные размеры:	
длина	6000 мм
ширина	300 мм
высота	780 мм
Масса подогревателя	470 кг

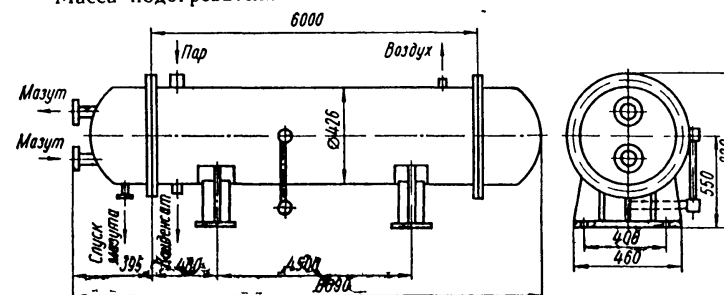


Рис. 4.7. Горизонтальный подогреватель мазута типа ПМ-40-15 таганрогского котлостроительного завода «Красный котельщик»

4.5. Подогреватели мазута таганрогского котлостроительного завода «Красный котельщик»

Показатель	Вертикальный типа ТКЗ	Горизонтальный	
		ПМ-40-15	ПМ-40-30
Производительность, т/ч	6	15	30
Площадь поверхности нагрева, м²	3,5	30	100
Рабочее давление, МПа (кгс/см²):			
мазута в трубной системе	2,5 (25)	40	
пара	1,3 (13)	10	
Объем подогревателя, м³:			
по мазуту	—	0,3	1
по пару	—	0,45	1,86
Диаметр труб, мм	—	38 × 2,5	38 × 2,5
Количество ходов по мазуту	—	12	
Гидравлическое сопротивление, кПа	—	166 (1,65)	266 (2,65)
(кгс/см²)			
Масса, кг	770	1970	4870

В табл. 4.5 приведены характеристики подогревателей, выпускаемых таганрогским котлостроительным заводом «Красный котельщик». Горизонтальный подогреватель типа ПМ-40-15 показан на рис. 4.7.

4.4. МАЗУТНЫЕ И ГАЗОМАЗУТНЫЕ ГОРЕЛКИ И ТРЕБОВАНИЯ К ИХ УСТАНОВКЕ

Экономичность работы котлов в большой степени зависит от применяемых горелочных устройств. Горелки должны работать с минимальным коэффициентом избытка воздуха $\alpha_r = 1...1,03$, иметь большой диапазон регулирования, выдавать требуемую длину факела. Конструкция их должна быть такой, чтобы можно было автоматизировать процесс горения.

Для горения жидкого топлива необходимо распылить его на мельчайшие частицы. Жидкое топливо в распыленном виде после форсунок встречается с воздухом в конце амбразуры, и горение его происходит в топочной камере. С улучшением распыления уменьшаются потери от химического недожога.

По способу распыления все мазутные горелки можно разделить на горелки воздушного распыления, парового и механического распыления. В практике широко распространены горелки с механическим распылением жидкого топлива.

По способу аэродинамической организации факела газомазутные горелки подразделяются на вихревые, прямоточные и прямоточно-вихревые. По количеству подводящих воздушных потоков газомазутные горелки делятся на одно-, двух- и трехпоточные.

В вихревых горелках воздух закручивается специальными улиточными или лопаточными регистрами. В улиточных регистрах закручивание воздуха осуществляется по спирали (улитке), в лопаточных — специальными лопатками.

При установке горелок следует соблюдать следующие требования:

1. В котлах, работающих на жидком топливе с высоким содержанием серы и при низкой температуре уходящих газов, сжигание топлива

должно производиться с коэффициентом избытка воздуха $\alpha_r = 1,01...1,02$, присосы в топочной камере должны быть не выше $\Delta\alpha_r = 1...2\%$.

2. Температура газов на выходе из топки должна быть на 50...70 °С ниже точки размягчения золы жидкого топлива. При более высокой температуре возникает опасность загрязнения конвективных поверхностей нагрева и увеличения коррозионного износа труб пароперегревателя.

3. Расстояние между осями соседних горелок по горизонтали или между ярусами по вертикали принимается не менее $(2,6-3)d$, где d — диаметр устья амбразуры, расстояние от крайней горелки до боковой стены — не менее $3,5d$. При меньшем расстоянии крайних горелок до боковых стен следует поворачивать эти горелки к центру топки на 7—15°. Расстояние от всех нижних горелок до пода должно быть не менее $(3-3,5)d$.

4. Длина факела, м, необходимая для выгорания 98 % топлива для вихревых и прямоточно-вихревых горелок, рассчитывается по формуле

$$l_{\phi} = 1,5 \left(\frac{\alpha_r}{\alpha_r - 0,5} \right)^2 B^n,$$

где B — производительность горелки, т/ч; n — показатель, который при производительности 800 кг/ч принимается равным 0,75; 1000 кг/ч — 0,7; 1200 кг/ч — 0,68; 1500 кг/ч — 0,65; 2000 кг/ч — 0,6; 3000 кг/ч — 0,5.

Эта формула применяется для механических форсунок с давлением мазута $P_m > 4$ МПа (40 кгс/см²), давлением воздуха $P_v = 1,0...1,3$ кПа (100...130 кгс/м²). При пониженных параметрах $P_m \approx 2$ МПа (20 кгс/см²) и $P_v = 0,7$ кПа (70 кгс/м²) длина факела увеличивается на 10 %.

5. Дальность факела, м, зависит от влияния подъемных сил в топке и определяется по формуле $b_{\phi} = Kl_{\phi}$, где K — коэффициент, зависящий от осевой скорости w в амбразуре (при $w = 20$ м/с $K = 0,45$; при $w = 35$ м/с $K = 0,5$; при $w = 50$ м/с $K = 0,55$).

6. Глубина топки при фронтном расположении горелок принимается 1,05 b_{ϕ} , при встречном — 1,1 b_{ϕ} .

7. Скорость воздуха в подводящих коробах к горелкам должна быть не более 10 м/с.

8. Амбразуры газомазутных горелок должны иметь конусообразное расширение в сторону топки (для каждой горелки угол раскрытия устанавливается проектом). Экранные трубы у амбразур должны быть ошпированы и покрыты огнеупорной мастикой.

9. Горелки должны быть укомплектованы рабочей и растопочной форсунками, запорной и регулирующей арматурой, устройствами для установки и подключения форсунки, электрозапальника и фотодатчика, регулирующими воздушными шиберами.

Запальник, фотодатчик, а также пульт контроля и управления поставляются с горелкой только по требованию заказчика.

10. Горелки должны иметь тепловую изоляцию, обшитую алюминиевым декоративным листом.

11. При использовании газомазутных горелок для котлов, работающих только на мазуте, допускается газовую часть горелок не устанавливать.

12. Детали горелок (форсунки, завихрители воздуха и др.), воспринимающие тепловые излучения факела из топки, должны выполняться из жаростойких сталей типа 20Х23Н13, 20Х23Н18.

13. У каждой горелки на специальном щитке (местном или групповом) должны быть установлены показывающие приборы и устройства управления.

14. Для работы котлов с малыми коэффициентами избытка воздуха форсунки подбираются по производительности с разбросом $\pm(1,5-2)\%$, при этом должно быть обеспечено равномерное распределение воздуха по горелкам.

15. Компоновка горелок в топочных камерах может быть фронтальной, встречной, тангенциальной и подовой.

При фронтальной компоновке горелки устанавливаются на передней (фронтальной) стенке в один или несколько ярусов в зависимости от ширины топки. Количество ярусов определяется из условий свободного

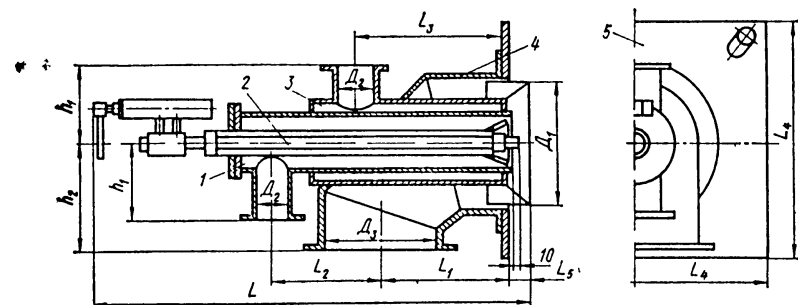


Рис. 4.8. Горелка газомазутная ГМГм

развития факела единичной горелки без касания экранов топки. Преимущество этой компоновки: удобное обслуживание горелок, хорошее наблюдение за факелами. При фронтальной компоновке в основном применяются вихревые горелки.

При встречной компоновке горелки устанавливаются на фронтальной, задней или на боковых стенках топочной камеры. Допускается установка горелок в несколько ярусов и со смещением осей в горизонтальной плоскости. При такой компоновке предпочтительно применяются вихревые или прямоточно-вихревые горелки.

Тангенциальная компоновка горелок используется для котлов большой производительности, имеющих топки квадратного или прямоугольного сечения (в плане) с соотношением сторон не более 1:1,2. Оси горелок должны быть направлены по касательной к воображаемой окружности в центре топки с радиусом $r = (0,3...0,15)R$, где R — радиус окружности, вписанной в план топки. Топка должна иметь не менее двух ярусов горелок. Преимущество этой компоновки: имеется дополнительное перемешивание топливовоздушной смеси. Применяемые горелки для этой компоновки — прямоточно-вихревые с подачей закрученного воздуха 25—30 % от общего количества, идущего на горение.

При подовой компоновке горелки устанавливаются в поду топки в два ряда, параллельно фронтальной стенке. Расстояние от экранов до оси горелок и между осями горелок (по фронту котла) принимается не менее $3d$, расстояние между рядами горелок не менее $2,5d$. Уровень среза амбразуры (выход) должен быть выше на 150—200 мм под топки. Преимуществом этой компоновки является удобство обслуживания и хорошее наблюдение за факелами. При этой компоновке применяются горелки вихревого или прямоточно-вихревого типа.

Горелки газомазутные типа ГМГм применяются на котлах производительностью до 40 т/ч. Горелка состоит (рис. 4.8) из регистра вторичного воздуха 4, паромеханической форсунки 2, газораспределительного устройства 3, регистра первичного воздуха 1, монтажной плиты 5.

Горелки предназначены для раздельного или совместного сжигания жидкого топлива [мазута топочного М40 и М100, флотского (Ф5 и Ф12)] и газа (горючего теплотой сгорания $Q_p^R = 35,61$ МДж/м³ (8500 ккал/м³)). При сжигании газа с теплотой сгорания, отличной от указанной, необходимо делать перерасчет площади сечений газораспределительных отверстий. Горелки могут быть использованы для сжигания легкого топлива (дизельное, солярка), при этом необходимо делать перерасчет производительности в зависимости от его удельной массы и вязкости.

4.6. Технические характеристики горелок ГМГм*

Показатель	ГМГ-1,5м	ГМГ-2м	ГМГ-4м	ГМГ-5м	
Производительность при номинальной нагрузке, ГДж/ч (Гкал/ч)	5,65 (1,35)	6,28 (1,5)	8,38 (2)	16,7 (4)	21 (5)
Давление мазута при номинальной производительности, МПа (кгс/см ²)	1,25 (12,5)	1,6 (16)	2 (20)		
Вязкость мазута у форсунок, °УВ	3				
Длина факела при номинальной нагрузке на мазуте, м	1,1—1,3	1,1—1,3	1,4—1,6	1,5—2	2—2,5
Угол раскрытия факела, ...	От 65 до 75				
Давление газа при работе на газообразном топливе, кПа (кгс/м ²)	3,72 (380)	4,9 (500)	3,53 (360)	3,72 (380)	
Сопротивление горелки по воздуху, кПа (кгс/м ²)	0,83 (85)	1 (110)	1,2 (120)		
Общий расход воздуха, м ³ /ч	1200	1700	2700	5400	6750
Давление пара на распыливание при работе на нагрузках ниже 70 %, МПа (кгс/см ²)	0,1—0,15 (1—1,5)		0,1—0,2 (1—2)		

* Коэффициент избытка воздуха на номинальной нагрузке при работе на газе составляет 1,05, на мазуте — 1,15, а на минимальной нагрузке при работе на газе 1,3, на мазуте — 1,35.

Технические характеристики горелок при работе на воздухе и горючем газе с температурой 20 °С приведены в табл. 4.6, габаритные размеры — в табл. 4.7.

Дутьевые устройства должны обеспечить максимальный напор воздуха у горелок 1,2 кПа (120 кгс/м²).

Для улучшения распыления жидкого топлива при нагрузках ниже 70 % предусматривается подача пара на форсунку давлением 0,1—0,2 МПа (1—2 кгс/см²) с температурой до 200 °С.

4.7. Габаритные размеры горелок ГМГм

Тип	D_1	D_2	D_3	L	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	h_1	h_2
ГМГ-1,5М	244	108	276	969	267	240	312	500	34	180	250
ГМГ-2М	265			971					36		
ГМГ-4М	363	159	375	1207	373	318	431	600	50	235	360
ГМГ-5М	374	169									

Воздуховод подвода вторичного воздуха к горелке должен иметь площадь сечения, в 1,5—2 раза больше площади сечения патрубка горелки для уменьшения сопротивления. Подвод жидкого топлива и пара к горелкам должен осуществляться гнутыми коленами из стальных бесшовных труб так, чтобы имелась возможность легко производить отжатие их в сторону при замене форсунок. Установка форсунки в горелку должна быть выполнена так, чтобы конец головки ее был выдвинут в амбразуру от кромок завихрителя на 10 мм. Закрутка первич-

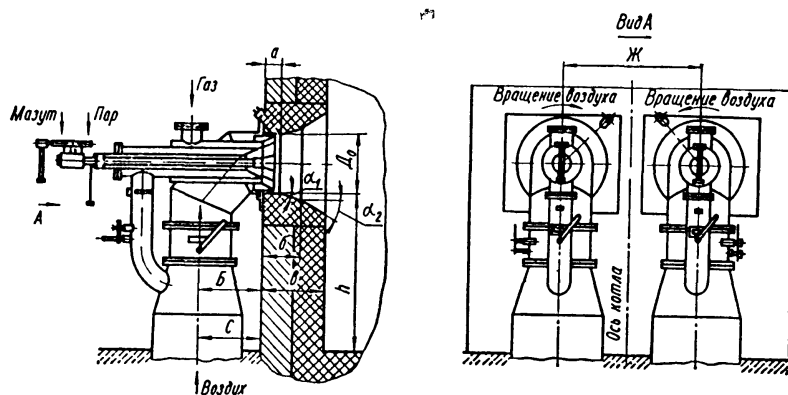


Рис. 4.9. Схема установки горелок ГМГм на котлах ДКВР

ного и вторичного воздуха регистрами в горелке должна быть односторонняя. Установка расположенных рядом горелок должна производиться так, чтобы обеспечить противоположную закрутку вторичного воздуха у горелок.

Схема установки горелок ГМГм на котлах ДКВР показана на рис. 4.9.

Точки замеров давления жидкого топлива должны быть расположены перед форсункой; горячего газа — на патрубке подвода газа; распыливающего пара — перед форсункой; первичного воздуха — на патрубке подвода первичного воздуха (у горелки); вторичного воздуха — на горелочном патрубке вторичного воздуха, слева или справа по горизонтальной оси на расстоянии 80—120 мм от плиты.

4.8. Габаритные размеры, мм, установки горелок ГМГм на котлах типа ДКВР (рис. 4.9)

Тип котла	Тип горелки	Горелка			Амбразура			
		Б	С	Ж	b	D _o	б	a
ДКВР-2,5-13	ГМГ-1,5м	267	280	550	250	250	125	50
ДКВР-4-13	ГМГ-2м					270	150	60
ДКВР-6,5-13	ГМГ-4м	378	390	800	320	380	200	80
ДКВР-10-13	ГМГ-5м							

Примечания: 1. На каждый котел устанавливаются по две горелки
2. $h = 1000$ мм; $\alpha_1 = 15^\circ$, $\alpha_2 = 30^\circ$.

Амбразуры являются составной частью горелок, поэтому при обмуровке необходимо точно выдержать размеры (рис. 4.9 и табл. 4.8).

Перевод котла с жидкого топлива на газ осуществляется снижением давления мазута до 0,3—0,5 МПа (3—5 кгс/см²) и постепенной подачей газа. После воспламенения газа мазут перекрывается и устанавливается требуемый режим согласно режимной карте. Перевод котла с газа на жидкое топливо производится после уменьшения расхода газа подачей жидкого топлива под давлением 0,3—0,5 МПа (3—5 кгс/см²). После устойчивого воспламенения прекращается подача газа и увеличивается давление мазута.

Регулирование нагрузки котла производится общим для всех горелок вентилем. Все запорные органы должны быть полностью открыты.

Горелки газомазутные типа РГМГ (рис. 4.10) предназначены для раздельного сжигания жидкого топлива и природного газа и устанавливаются на водогрейных котлах КВ-ГМ, а также могут применяться на паровых котлах, топочные камеры которых такие же, как топочные камеры водогрейных котлов. Горелка состоит из следующих основных узлов: ротационной форсунки 1, запально-защитного устройства 2, завихрителя вторичного воздуха 3, газовой части 4 и корпуса первичного воздуха 5.

Жидкое топливо распыливается ротационной форсункой, основными элементами которой являются ротор, корпус, завихритель,

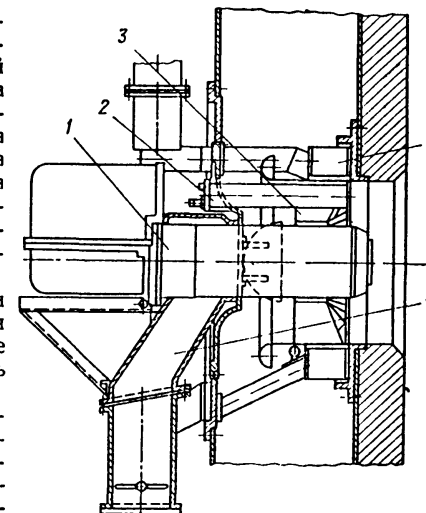


Рис. 4.10. Горелка газомазутная типа РГМГ

электродвигатель. Ротор представляет собой полый вал и приводится в движение от асинхронного электродвигателя. Жидкое топливо подается по неподвижной консольной трубке, расположенной внутри полого вала, в кольцевую полость гайки-питателя и далее по четырем радиальным каналам вытекает во внутреннюю полость распыливающего стакана. В торце стакана имеются отверстия для прохода части первичного воздуха в воздушные каналы гайки-питателя. В передней части форсунки расположен завихритель первичного воздуха с профильными лопатками, установленными под углом 30°. Первичный воздух подается к завихрителю через специальные окна вентилятором. Воздухонаправляющее устройство вторичного воздуха состоит из воздушного короба, завихрителя с профильными лопатками и переднего кольца, образующего устье горелки. Газовая часть состоит из газораздающей кольцевой камеры с однорядной системой отверстий. Коэффициент избытка воздуха при работе на газе составляет 1,07, мазуте — 1,1.

Технические характеристики горелок приведены в табл. 4.9.

Горелки газомазутные типа ГМ и ГМП (рис. 4.11) предназначены для раздельного сжигания мазута и природного газа. Горелки ГМ-2,5;

4.9. Технические характеристики горелок типа РГМГ Дорогобужского котельного завода

Показатель	РГМГ-4	РГМГ-6,5	РГМГ-7	РГМГ-10	РГМГ-20	РГМГ-30
Производительность, ГДж/ч (Гкал/ч)	16,76 (4)	27 (6,5)	29 (7)	42 (10)	84 (20)	126 (30)
Аэродинамическое сопротивление при $t_v = 10^\circ\text{C}$, КПа, (кгс/м²):						
по первичному воздуху	4,9—5,2 (500—530)	4,9—5,2 (500—530)	4,9—5,2 (500—530)	6,86 (700)	7,15 (730)	8,8 (900)
по вторичному воздуху	1 (100)	1,1 (110)	2 (200)	1,0 (105)	1,5 (150)	2,5 (250)
Характеристика электродвигателя:						
тип	АОЛ-2-31-2			АОЛ-2-22-2		
мощность, кВт	3	4	4	1,5	2,2	3
частота вращения, об/мин	2880	2880	2880	2880	2880	2880
Частота вращения ротора форсунки, об/мин	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Габаритные размеры, мм:						
длина	940	1040	1040	1170	1446	1446
ширина	1510	1510	1510	1200	1315	1460
высота	1405	1405	1405	1466	1740	1765
Масса, кг	575	650	680	550	700	800

Примечания: 1. Давление мазута не более 0,2 МПа (2 кгс/см²), газа — 14,7 ... 29,4 кПа (1500 ... 3000 кгс/м²).

2. Максимально допустимая вязкость мазута перед форсункой 8° ВУ.

ГМ-4,5; ГМ-7 и ГМ-10 устанавливаются на паровых котлах паропроизводительностью 4; 6; 5; 10 и 16 т/ч. На котле производительностью 25 т/ч горелка ГМ-7 устанавливается с камерой предварительной газификации ГМП-16 и работает по принципу двухступенчатого сжигания топлива. Конструкция всех типоразмеров горелок ГМ одинакова. Горелка состоит из форсуночного узла 1, периферийной газовой части 2 и одно-

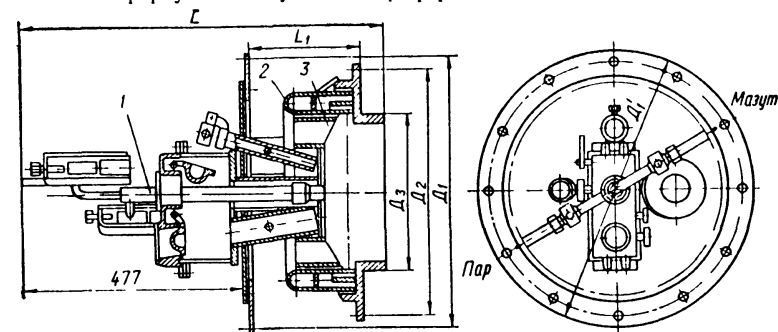


Рис. 4.11. Горелка газомазутная типа ГМ

зонного воздухонаправляющего устройства 3. В форсуночный узел входит паромеханическая форсунка и устройство, предусматривающее установку сменной форсунки, которая включается на непродолжительное время, необходимое для замены основной форсунки.

Газовая часть состоит из газового коллектора с газовыдающими отверстиями и газоподводящей трубы. Воздухонаправляющее устрой-

4.10. Технические характеристики горелок типа ГМ и ГМП завода «Ильмарине»

Показатель	ГМ-2,5	ГМ-4,5	ГМ-7	ГМ-10	ГМП-16
Производительность, ГДж/ч (Гкал/ч)	10,5 (2,5)	18,8 (4,5)	29,3 (7)	42 (10)	67 (16)
Аэродинамическое сопротивление воздухонаправляющего устройства (при $t_v = 30^\circ\text{C}$), кПа (кгс/м²)	0,78 (80)	0,88 (90)	1 (110)	1,56 (160)	3,9 (400)
Габаритные размеры, мм:					
L	800	840	910	840	910
L ₁	260	300	370	300	370
D ₁	642	728	850	728	850
D ₂	545	630	715	630	715
D ₃	362	407	458	407	458
D ₁ '	685	770	885	770	885
Масса, кг	115	136	165	136	163

Примечания: 1. Коэффициент регулирования по производительности 0,3 ... 1.

2. Давление мазута 2 МПа (20 кгс/см²), газа 24,5 кПа (2500 кгс/м²), пара на распыливание 0,1 ... 0,5 МПа (1 ... 5 кгс/см²).

3. Вязкость мазута перед форсункой 3° ВУ.

4. Коэффициент избытка воздуха за топкой для мазута 1,1, для газа — 1,05

ство представляет собой лопаточный завихритель осевого типа с профильными лопатками, установленными под углом 45° . Технические характеристики горелок приведены в табл. 4.10.

Горелки газомазутные типа ГМГБ называют горелками-лазами (рис. 4.12). В них передняя крышка поворачивается на шарнирах и после выемки форсунок амбразура используется как лаз. Отличительной особенностью этих горелок является возможность поворота лопастей регистра «на ходу», что позволяет изменять конфигурацию факела при наладке

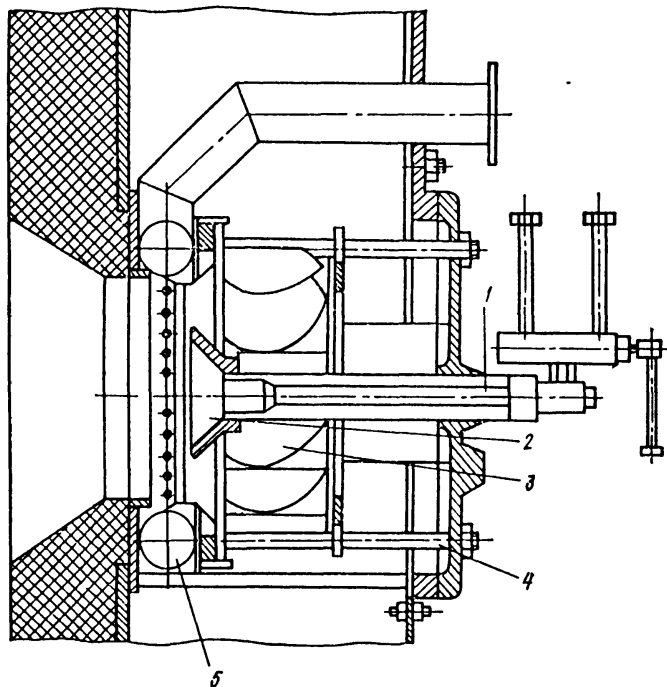


Рис. 4.12. Горелка газомазутная типа ГМГБ:

1 — форсунка паромеханическая; 2 — стабилизатор; 3 — лопатки воздухоманавливающие поворотные; 4 — привод лопаток, 5 — коллектор газовый

Горелки выпускаются заводом «Ильмарине» производительностью 13,4 ГДж/ч (3,2 Гкал/ч), 23,5 ГДж/ч (5,6 Гкал/ч) и 37,7 ГДж/ч (9 Гкал/ч). Аэродинамическое сопротивление горелок 0,8—1,2 кПа (80—120 кгс/м²). Горелки работают с коэффициентом избытка воздуха $\alpha_T = 1,1$. Они могут устанавливаться в общем воздухопроводящем коробе или иметь индивидуальный подвод воздуха.

Вихревые газомазутные двухпоточные горелки с осевыми регистрами типа ГМВО2, ГГМ и СПЭН работают с малыми коэффициентами избытка воздуха и поддаются автоматизации процесса горения в широком диапазоне регулирования.

Горелки типа ГМВО2 (рис. 4.13) состоят из следующих узлов:

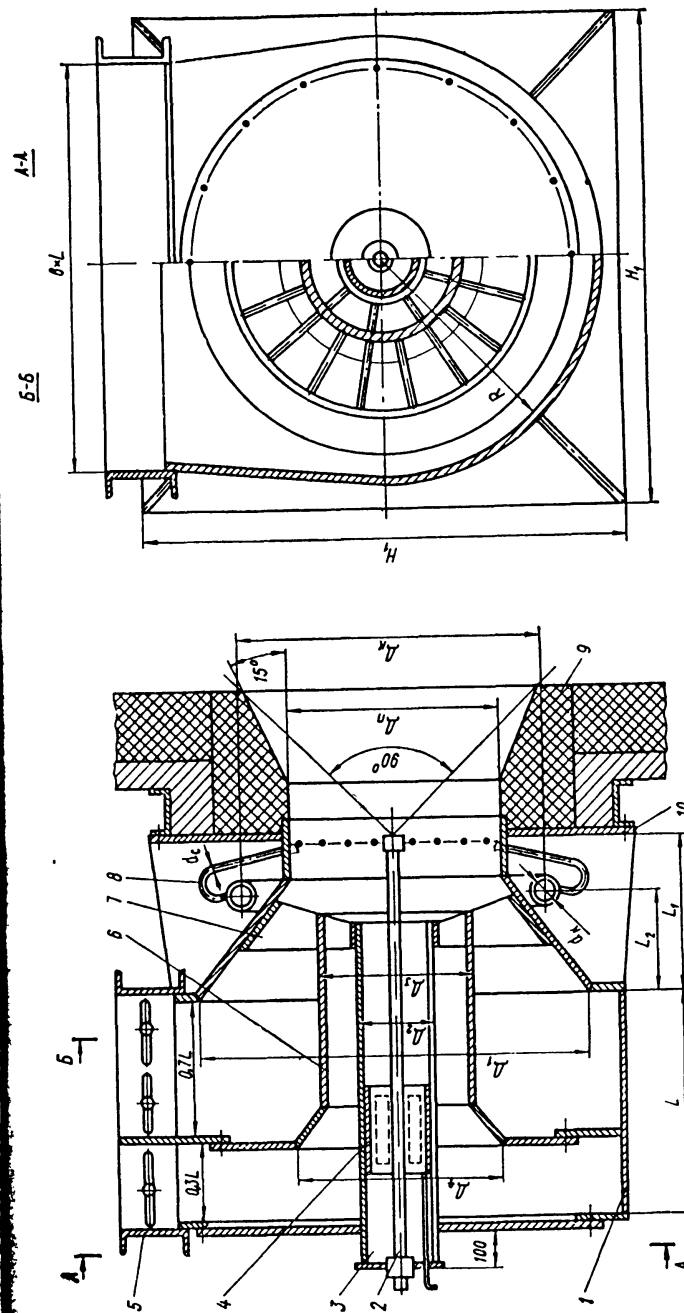


Рис. 4.13. Горелка газомазутная двухпоточная с осевым регистром и периферийной раздачей газа типа ГМВО2:

1 — воздухоманавливающее устройство, 2 — форсунка; 3 — труба центральная, 4 — цилиндр передвигной для подачи воздуха в центральную трубу, 5 — шибер; 6 — воздухоманавливающий короб, 7 — завихритель воздуха; 8 — газораспределительное устройство; 9 — амбразура, 10 — плита крепления

4.11. Технические характеристики горелок типа ГМВО2

Производительность		Скорость воздуха в пережиме амбразуры, м/с	Давление топлива у горелки при работе на мазуте, МПа (кгс/см²)*	Температура воздуха °С	Диапазон регулирования, %	Угол раскрытия факела, ...°
Газ, 10³ м³/ч	Мазут, т/ч					
0,8 1,1; 1,4; 2,8 4,5; 5,6 6,8; 8,4	0,75 1; 1,2; 2,5 4; 5 6; 7,5	32 30—40 35—50 45—60	2 (20) 3,5 (35) 3,5 (35) 3,5—6 (35—60)	160 280 280 280	110—50 100—50 100—40 100—35	80—85 80—85 80—85 95—100

Примечания; 1. Диапазон регулирования определяется минимальной допустимой скоростью воздуха в пережиме амбразуры, равной 21 м/с.

2. Параметры горелки указаны для мазута с $Q_{H1}^P = 39,8$ МДж/кг (9500 ккал/кг) и газа с $Q_{H1}^P = 35,6$ МДж/м³ (8500 ккал/м³).

3. Коэффициент избытка воздуха в горелке $\alpha_T = 1$.

* При работе на газе давление топлива у горелки 0,05 МПа (0,5 кгс/см²).

а) корпуса со встроенным в него воздухораспределительным устройством;

б) центральной трубы, в которой размещаются рабочая и растопочная форсунки;

в) завихрителя воздуха осевого типа с неподвижными плоскими двухъярусными лопатками (большими и малыми), установленными под углом 50° к оси завихрителя;

г) газораспределительного устройства из полукольцевой и кольцевой камер, сваренных из двух трубных полуколец с периферийным выпуском газа через трубчатые сопла, которые приварены с одной стороны к кольцевой камере, а с другой — к цилиндрической.

Перераспределение воздуха между двумя отсеками осуществляется с помощью поворотного шиберы, установленного на входе в корпус горелки. Воздушный тракт горелки от шиберы до завихрителя разделен перегородками так, что площадь канала, подводящего воздух к центральной части регистра, составляет около 30 % всей площади воздушного тракта горелки.

Обозначение горелки производительностью 1 т/ч ГМВО2-1: ГМ — газомазутная; В — вихревая; О — с осевым завихрителем; 2 — двухпоточная; 1 — производительность по мазуту (1 т/ч).

Горелки экономичны в эксплуатации и предназначены для установки на котлах, а также в топках вихревого и циклонного типов (табл. 4.11). Габаритные размеры приведены в табл. 4.12.

Горелки изготавливаются по чертежам ПТП «Сахпромэнергонадка».

Горелки типа ГГМ (рис. 4.14) являются аналогом горелок ГМВО2. В отличие от последних лопатки осевого регистра горелок ГГМ длинные, профилированные и являются общими для обоих потоков воздуха, со стороны выхода воздуха имеют плавный прогиб на 50° относительно оси горелки. Газораспределительное устройство состоит из

4.12. Габаритные размеры горелок типа ГМВО2, мм

Тип	D_{II}	D_K	D_1	D_2	D_3	D_4	d_K
ГМВО2-0,75	405	800	727	219×6	340	540	89×4,5
ГМВО2-1	470		820		385	585	
ГМВО2-1,2	520		900		415	615	
ГМВО2-2,5	740	1100	1235	245×7	525	725	108×4,5
ГМВО2-4	870	1200	1465		605	805	133×8
ГМВО2-5	920	1400	1570		655	855	
ГМВО-6	980		1700		695	945	159×7
ГМВО-7,5	1080	1600	1860		765	1065	

Тип	R	H_1	d_c	Количес- тво, шт.	b	L	L_1	L_2
ГМВО2-0,75	400	1200	22×3	13	700	550	360	190
ГМВО2-1	450			16	800	600	380	210
ГМВО2-1,2	500			18	900	650	400	230
ГМВО2-2,5	650	1700	32×4	30	1200	900	520	310
ГМВО2-4	800	2000		20	1400	1100	630	380
ГМВО 2-5	850			24	1600	1200	680	430
ГМВО-6	900			28	1700		750	480
ГМВО-7,5	1000	2400	38×6		1800	1400	800	510

кольцевой камеры с газовыпускными отверстиями одинакового диаметра. Горелки просты по устройству, экономичны в работе и имеют малое сопротивление по воздушной стороне (табл. 4.13).

Горелки предназначены для сжигания мазута и газа (с теплотой сгорания ниже рабочей от 16,76 МДж/м³ (4000 ккал/м³) и выше в топках стационарных паровых котлов производительностью более 20 т/ч.

Горелки типа СПЭН (рис. 4.15) конструкции ПТП «Сахпромэнергонадка» разработаны по нормам, применяемым для горелок ГМВО2. В отличие от горелок ГМВО2 регистры в горелках СПЭН выполнены передвижными. Короб имеет плавный переход впуска воздуха в лопаточный аппарат. Это позволило снизить аэродинамическое сопротивление. Разработаны горелки производительностью по мазуту 0,9; 1,3 и 1,45 т/ч (табл. 4.14). Площадь поперечного сечения воздухо-направляющего устройства большая. В целях типизации размеры для

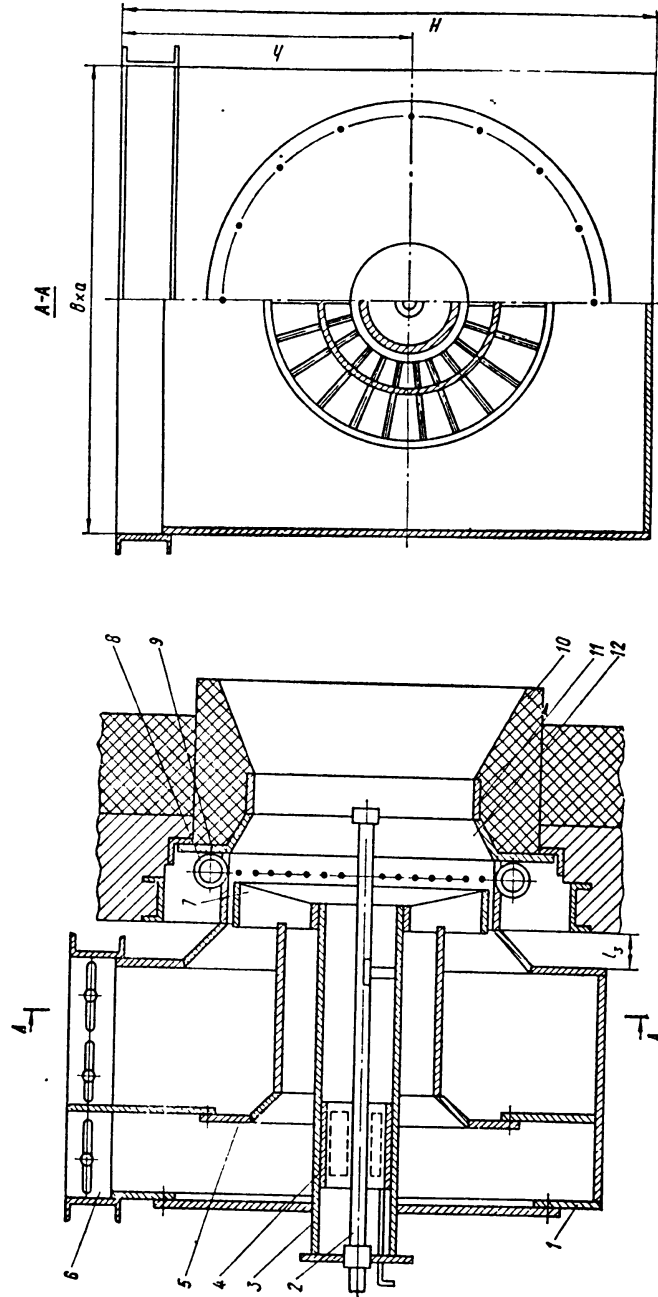


Рис. 4.14. Горелка газомазутная двухтопочная с осевым регистром и периферийной раздачей газа типа ГГМ:
1 — воздухоподогреватель; 2 — форсунка; 3 — труба центральная; 4 — цилиндр передвигной; 5 — воздухоподогреватель;
6 — шибер; 7 — завихритель воздуха; 8 — газораспределительное устройство; 9 — пласти крепления; 10 — амбразура; 11 — кольцо пережима; 12 — конус

4.13. Технические характеристики горелок типа ГГМ

Тип	Номинальная производительность		Скорость воздуха в режиме амбразуры, м/с	Скорость газа на выходе из сопла, м/с	Температура воздуха, °С	Длина факела, м
	Мазут, т/ч	Газ, м³/ч				
ГГМ-0,9 *	0,9	980	35	—	160	2,6
ГГМ-1	1	1090	30—40	129	250	2,8
ГГМ-1,75	1,75	1910	30—40	130	250	3,5
ГГМ-2,5	2,5	2370	30—40	128	250	4,5
ГГМ-4	4	4370	35—40	143	250	4,7
ГГМ-6	6	6550	35—50	160	250	4,9

Примечания: 1. Диапазон регулирования горелок от 100 до 50 % номинальной производительности. Параметры горелок даны для мазута с $Q_H^P = 39$ МДж/кг (9310 ккал/кг) и газа с $Q_H^P = 35,6$ МДж/м³ (8500 ккал/м³).

2. Коэффициент избытка воздуха в горелке $\alpha_T = 1$.

* Испытана на мазуте с температурой горячего воздуха 160 °С, выполнена без газовой части.

4.14. Технические характеристики горелок типа СПЭН

Тип	Производительность по мазуту, т/ч	Диаметр пережима амбразуры $D_{п.}$, мм	Длина факела, м
СПЭН-0,9м	0,9	350	2,5
СПЭН-1,3м	1,3	415	3
СПЭН-1,45м	1,45	435	3,8

Примечания: 1. Диапазон регулирования производительности горелок от 100 до 50 % номинальной.

2. Параметры горелок даны для сжигания мазута с $Q_H^P = 40,4$ МДж/кг (9650 ккал/кг).

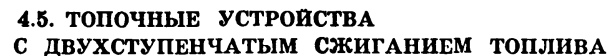
3. Скорость воздуха в режиме амбразуры 36,5 м/с; температура воздуха 100 °С.

4.15. Габаритные размеры горелок типа СПЭН

Тип	Кольцо пережима		Конус пережима	
	Диаметр, $D_{п.}$, мм	Длина, мм	Диаметр, D/d , мм	Длина, мм
СПЭН-0,9	350	90	650 350	180
СПЭН-1,3м	415	100	652 415	170
СПЭН-1,45м	435	110	652 435	160

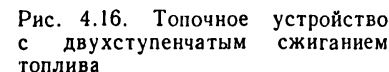
* D и d — диаметр конуса соответственно больший и меньший.

всех горелок приняты одинаковыми (длина 1100 м, высота 1350 м), за исключением размеров кольца и конуса пережима (табл. 4.15). Горелки работают с коэффициентом избытка воздуха $\alpha_T = 1,02...1,08$ и имеют аэродинамическое сопротивление 0,58...0,78 КПа (60...80 кгс/м²).



Двухступенчатое сжигание предусматривает повышение эффективности процесса горения и снижение концентрации вредных выбросов в атмосферу (окислов азота, серы и др.) при уменьшении размеров топочных камер.

Устройство с двухступенчатым сжиганием (рис. 4.16) состоит из камеры, выложенной из огнеупорного кирпича и газомазутной горелки, установленной на торцевой стенке камеры. Жидкое топливо из форсунки 2 или из газового коллектора 1 поступает в камеру. Основная часть воздуха (50—70 % общего расхода) вводится через горелку, оставшая часть (50—30 %) поступает через кольцевой канал 3, охлаждая стены камеры. В канале установлен завихритель. Выходящий из завихрителя воздух смешивается с продуктами газификации топлива, которые сгорают в камере догорания — топке.



Разработаны устройства двухступенчатого сжигания для котлов ДЕ производительностью 16 и 25 т/ч, оборудованные горелками ГМ и камерами диаметром 800 мм длиной 1160 мм и для газомазутных котлов Белгородского котельного завода производительностью 35, 50 и 75 т/ч. На котлах этой серии применены два типоразмера камер внутренним диаметром 920 и 1030 мм. Отношение длины камеры к ее диаметру обычно принимается равным 1,4—1,5.

На котлах ГМН-75-1, СУ-20 устройство с двухступенчатым сжиганием надежно и эффективно работает с коэффициентом избытка воздуха на выходе из топki $\alpha_T = 1,05 \dots 1,2$. При этом теплонaпряжeние камеры сгорания по объему составляет около 16 МВт/м³ [13, 8 ккал/(м³ · ч)].

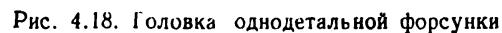
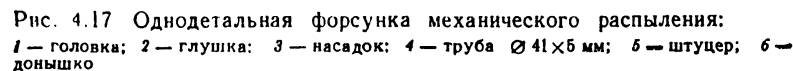
4.6. ФОРСУНКИ

Заводом «Ильмарине» выпускаются форсунки механического распыления, состоящие из распределителя, завихрителя и распылителя. Обязательным условием надежной работы этих форсунок является тщательность притирки поверхностей деталей, особенно в местах прилегания друг к другу.

На рис. 4.17 показана форсунка, в которой распределение, завихрение и выдача мазута осуществляются в одной детали — головке форсунки. При работе мазут по специальным каналам тангенциально входит в камеру головки, где приобретает вращательное движение, и по стенкам отверстия сопла выходит в распыленном состоянии в то-

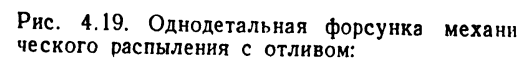
Рис. 4.15. Горелка типа СПЭН:

1 — воздушнонаправляющее устройство; 2 — форсунка; 3 — труба центральная; 4 — цилиндр передвижной; 5 — тяги передвижения завихрителей воздуха; 6 — газоразделительный короб; 7 — шибер; 8 — завихритель воздуха; 9 — пережим; 10 — амбразура

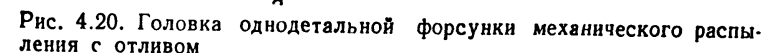


Произво- дитель- ность, кг/ч	d_c	l_c	D_k	Произво- дитель- ность, кг/ч	d_c	l_c	D_k
400	2,6	2,9	12	800	3,8	3	12
455	2,7	3	12	1000	4,2	3	13
570	3,3	3	12	1500	5	3	13

3. Для однодетальных форсунок производительностью 400 кг/ч количество канавок 3, для остальных — 4.



1 — головка; 2 — гайка зажимная; 3 — контргайка.
4 — нипель $\varnothing 18$ мм; 5 — насадка; 6 — опоры $\varnothing 6$ мм
(4 шт.); 7 — труба бесшовная $\varnothing 45 \times 5$ мм; 8 — труба
бесшовная $\varnothing 18 \times 3$ мм; 9 — штуцер; 10 — гайка нахвост-
ная; 11 — заплечник



При работе мазут по тангенциальным каналам поступает в камеру, где закручивается и выходит в топку через сопло, а излишек (слив) проходит по осевому каналу детали 4 и далее по трубе 8 в линию рециркуляции котельной. Головки изготавливают по данным табл. 4.16

При изготовлении головок следует учесть, что при незначительном изменении размеров (особенно d_1) резко меняется производительность

и что при уменьшении l_0 увеличивается угол раскрытия факела, при увеличении l_0 увеличивается длина факела

При установке однодетальных форсунок необходимо по месту изготовить и опробовать несколько образцов с разными значениями d_0 и l_0 .

4.7. ПОДГОТОВКА К ПУСКУ И ПУСК МАЗУТНОГО ХОЗЯЙСТВА

В подготовительный период, при первоначальном пуске, проверяется общее состояние мазутного хозяйства, сверяется по месту правильность монтажа в соответствии с проектными решениями. Работы начинаются с изучения схем наружного и внутреннего мазутных хозяйств. После этого тщательно проверяется изоляция и взаимное расположение паро- и мазутопроводов.

Мазут должен подаваться по трубам только в разогретом состоянии, для этого все мазутопроводы должны иметь паровые спутники и находиться с ними в общей изоляции. Даже при кратковременном прекращении движения, в течение 20—30 мин, мазут в незаизолированных трубопроводах застывает, после чего вторичная подача его невозможна до полного прогрева. Поэтому пуск мазутного хозяйства возможен только после окончания изоляции всех паро- и мазутопроводов, находящихся как снаружи, так и внутри зданий.

Все паро- и мазутопроводы должны располагаться так, чтобы паровые линии находились в середине между мазутными на близком расстоянии (по возможности впритык). Верхний слой изоляции должен быть водонепроницаемым.

Проверку готовности мазутного хозяйства следует производить по технологическому потоку движения топлива.

Сливное устройство. Мазут из цистерн в промежуточные емкости может поступать через заглубленные или надземные лотки. В этом случае проверяется соблюдение уклонов и наличие подогревателей. Слив мазута может происходить и через поворотные трубы (лотки), устанавливаемые в местах разгрузки вагонов-цистерн.

Поворот лотка осуществляется специальным шарнирным узлом. Крепят его к горловине цистерны с помощью специальных зажимов. При этом проверяют легкость поворота лотка, плотность шарнирных соединений. При обследовании промежуточной емкости следует обратить внимание на наличие и состояние гарнитуры: вентиляционного патрубка, указателя уровня мазута, лаза, а также всей установочной арматуры согласно проекту. Теплообменники и паровые спутники сливного устройства проверяют гидравлическим испытанием на плотность.

Мазутные резервуары. Проверяется плотность сварных швов днища резервуаров. Эта работа производится организацией, производящей монтаж емкости под техническим надзором наладочной организации или представителей заказчика. Производится обследование, а затем гидравлическое испытание подогревателей. Этой работе следует уделить особое внимание. Практика показала, что при качественном выполнении сварочных работ и тщательной последующей проверке при эксплуатации конденсат от подогревателей поступает без следов мазута и полностью может использоваться для питания котлов.

В подготовительный период выполняют прикидочную схему расположения вентилей, установленных у резервуаров. При этом проверяется правильность установки вентилей в соответствии с направле-

нием движения среды, их давление и условный диаметр. Схема укрепляется по месту, на вентилях устанавливаются бирки с обозначением назначения. Следует обратить особое внимание на работу двух вентилей, которые могут не отвечать требованиям эксплуатации на линии рециркуляции мазута и для спуска воды из нижней части резервуара.

Вентиль на линии рециркуляции мазута из котельной часто устанавливается, как на сливной линии, т. е. на низкое давление (на $P_y = 1$ (10) МПа (кгс/см²)). В практике были случаи, когда этот вентиль перекрывали. Создавалось давление, равное давлению в напорной линии, идущей к форсункам, происходил разрыв вентилей. Мазут выливался из емкости. Для предупреждения этого регулирующие органы на линии рециркуляции должны быть установлены на такое же давление, как и на напорной линии. Обычно вентиль для спуска воды из нижней части резервуара устанавливается малого диаметра ($D_y = 50$. 70 мм). Приходится долгое время производить спуск воды во время эксплуатации вследствие малой площади сечения, поэтому рекомендуется устанавливать арматуру диаметром не менее 150 мм.

В этот же период производится опробование работы указателя уровня, проверяется надежность крепления поплавка и его подвижность, а также наличие всего вспомогательного оборудования согласно проекту. Проверяется состояние вентиляционных патрубков. В каждую мазутную линию для пропарки должен быть подведен пар с регулировочными вентилями $D_y = 20$. После окончания всех подготовительных работ бак заполняется водой с температурой, равной температуре рабочей среды (70—80 °С), до верхней отметки. Вода выдерживается в течение трех суток. Если при этом не будет течи, то бак наполняется мазутом. Разогрев мазута в баке до требуемой температуры следует начинать заранее за 4—5 дней до пуска мазутного хозяйства.

Мазутонасосная. Проверяется соответствие установочной арматуры и его обязанности арматурой согласно рабочей схеме. Все регулирующие органы до насосов, подающих топливо на форсунки, устанавливаются на низкое давление до 1 МПа (10 кгс/см²), после насосов — на давление, соответствующее рабочему у форсунок.

Регулирование давления в напорной линии должно производиться вентилем, установленным на линии рециркуляции в удобном для обслуживания месте. Кроме того, рециркуляционные линии устанавливаются на каждом мазутном насосе (с нагнетания на всас). Следует проверить наличие спускных вентилей во всех нижних точках трубопроводов, фильтров, подогревателей.

Перед пуском монтажной организацией должны быть промыты все трубопроводы водой, произведено гидравлическое испытание их. Мазутные насосы и вся арматура должны быть отрезинизованы и промыты. Заготавливаются запасные форсунки на каждую горелку и делаются стеллажи для их хранения. Устанавливается стенд для испытания форсунок водой. Стенд состоит (рис. 4.21) из сварной рамы 8, металлического корыта 9, шита 10 и насоса 1. Испытуемая форсунка 6 соединяется с водяной сетью колодкой 5 такой же конструкции, как и у горелок котлов. Подача воды на форсунку может осуществляться любым центробежным насосом небольшой производительности и требуемого давления. Для этой цели пригодны насосы 2,5 ЦВ-1,4 производительностью 8—22 м³/ч и давлением 2,5 МПа (25 кгс/см²).

Перед подачей воды форсунка прижимается к раме специальными зажимами 7. Регулирование давления при испытании производится вентилем 3, контроль ведется по манометру 4. Проверка производительности форсунок осуществляется дифманометром 2 или измерением объема воды в корыте.

Перед установкой на стенд детали форсунки должны быть тщательно притерты, а размер диаметра сопла распылителя определен набором сверл. Испытание производится максимальным давлением, при котором форсунка будет работать. При этом качество распыления определяется визуально по внешнему виду водяного конуса. Хорошим считается такое распыление, при котором из форсунки выходит водяная туманная пыль без заметных капель и полос воды. Не допускается стекание отдельных капель с головки и через резьбовые соединения. При этом замеряется (угломером) угол раскрытия факела, а линейкой — относительная длина его. На стенде будет не истинная длина факела, т. е. не та, которая будет в топке, так как на формирование его в процессе горения будет влиять воздух, поступающий из регистра.

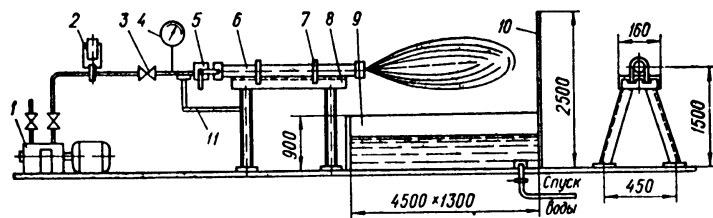


Рис 4 21 Стенд для испытания мазутных форсунок

ПУСК МАЗУТНОГО ХОЗЯЙСТВА

Пуск мазутного хозяйства может быть осуществлен только после подогрева мазута в резервуарах до температуры, обеспечивающей вязкость, при которой могут работать насосы, подающие топливо на форсунки. Эта температура определяется по данным характеристик мазутных насосов. Насосы УПМ, например, надежно работают при температуре топлива 50—70 °С. При температуре ниже 50 °С насосы не включаются, выше 80 °С — выключаются. Пуск мазутного хозяйства по схеме с механическим распылением топлива необходимо производить в следующем порядке:

- продуть все мазутопроводы паром и проверить проходимость труб при их нагревании;
- закрыть все вентили подвода мазута к горелкам, а также спускные вентили у фильтров и подогревателей;
- собрать схему подачи мазута по кольцу: входной коллектор — фильтр грубой очистки — насос — фильтр тонкой очистки — подогреватель — котельная — линия рециркуляции — резервуар. При этом открываются все вентили, за исключением вентилей у насоса;
- включить насос, подающий мазут на форсунки, и отрегулировать давление в системе вентилем, установленным на линии рециркуляции, идущей из котельной. При попадании воздуха в насос последний может не запуститься, поэтому предварительно вытесняется воздух из всасывающей линии. Это производят следующим образом: открывают 3-ходовый кран вакуумметра, установленного перед самым насосом, а затем задвижку у резервуара. Из крана будет выходить воздух. При появлении мазута кран перекрывают и включают насос.

Схема подачи мазута по «кольцу» должна работать не менее 4 ч. За это время мелкие частицы (примеси) мазута оседут на дно резервуара. При внезапном прекращении подачи мазута следует перекрыть вентили (подачи и рециркуляции) у резервуара, спустить мазут из

системы, продуть мазутопроводы паром и приступить к ликвидации причин, вызвавших остановку. Повторный пуск производится так же, как и первоначальный.

4.8. ПУСК И ОБСЛУЖИВАНИЕ КОТЛОВ НА МАЗУТЕ

Перед розжигом котла необходимо убедиться в требуемых для сжигания мазута параметрах, которые для механического распыления принимаются:

- давление в напорной линии, перед форсунками — 2...2,5 МПа (20... 25 кгс/см²);
- температура мазута — 110...150 °С.

Растопка котла производится после тщательной вентиляции топки, газопроводов и воздухопроводов в течение 10—15 мин, для чего включается дымосос, затем дутьевой вентилятор и открываются их шиберы. Разрежение вверху топки должно быть 30...50 Па (3—5 кгс/см²).

По окончании вентилирования прикрывается общий воздушный шибер и уменьшается разрежение в топке до 30 Па (3 кгс/м²).

Пуск горелок типа ГМГм и горелок механического распыления с двухзонным подводом воздуха производится в следующем порядке:

- приоткрывается немного шибер первичного воздуха, создается напор в подводящем патрубке 1—2 Па (10—20 кгс/м²);
- вносится горящий факел на некоторое расстояние от распыляющей головки форсунки;
- открывается немного мазутный вентиль, после воспламенения добавляется первичный воздух, а затем — вторичный;
- регулируются тяга в топке до 20—30 Па (2—3 кгс/м²) и горение по предварительно составленным режимным данным на основании технических характеристик горелок.

При розжиге горелок с форсунками механического распыла и однозонным подводом воздуха необходимо после внесения в топку горящего факела приоткрыть воздушный шибер и, медленно открывая вентиль, подать мазут в топку. После загорания отрегулировать горение.

В случае отрыва факела (в топке нет огня) необходимо немедленно выключить форсунки и вновь тщательно провентилировать топку в течение 10—15 мин, затем процесс розжига повторить.

Растопка производится на одной форсунке, а затем по мере прогревания разжигаются вторая, третья и т. д.

При работе горелок ГМГм на малых нагрузках для улучшения распыла подается пар давлением 0,1—0,2 МПа (1—2 кгс/см²).

ОБСЛУЖИВАНИЕ ГОРЕЛОК ГМГм ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ

Регулирование производительности горелок осуществляется изменением давления топлива и воздуха согласно режимной карте. Признаки нормального горения:

- факел имеет светло-желтый цвет, длина 1,5—2,5 м;
- пламя не должно соприкасаться со стенами топки и не должно затягиваться в кипятильные пучки.

Регулирование производительности котла осуществляется одновременно всеми горелками. Для увеличения производительности увеличивается тяга, добавляется воздух, а затем мазут, для уменьшения — наоборот.

Регулирование подачи воздуха производится воздушными шиберами. Для улучшения перемешивания топлива с воздухом (особенно на малых нагрузках) предусмотрена подача первичного воздуха (15 %

общего количества) давлением до 1,47 кПа (150 мм вод. ст.). При работе горелок подачу первичного воздуха не регулируют. Подача вторичного воздуха регулируется автоматически или вручную согласно изменению давления мазута. При работе горелок на низких нагрузках (ниже 70 % номинальной) необходимо включать пар давлением 0,1—0,2 МПа (1—2 кгс/см²) и температурой до 200 °С. Выходящие из трубы газы должны иметь светло-серый цвет (еле заметный дым).

Причины черного дыма:

- а) мало воздуха;
- б) неправильно собрана форсунка (коптит);
- в) холодный мазут (ниже 60 °С);
- г) низкое давление мазута [ниже 1 МПа (10 кгс/см²)];
- д) плохой распыл (забиты или изношены детали форсунки).

Причины отсутствия видимости дыма:

- а) избыток воздуха (много воздуха);
- б) большие присосы воздуха через обмуровку.

При работе на мазуте могут быть следующие неполадки

- а) пульсация факела и хлопки — очень высокая (более 200 °С)

температура мазута;

- б) шипит и гаснет факел — вода в мазуте,

в) коксуется амбразуры — малый угол раскрытия амбразур или шероховатость стенок;

г) коксование стенок топки — плохое распыление топлива, мало воздуха;

- д) большой (длинный) темный факел — мало воздуха;

- е) короткий факел (до 1 м) — много воздуха

При каждом котле должно быть не менее двух запасных исправных и собранных форсунок. Установка форсунок в регистры должна производиться только после проверки их на стенде. Машинист обязан постоянно вести наблюдение за факелом и состоянием амбразур. Режим горения ведется по приборам на основании режимной карты.

ОСТАНОВ КОТЛА

При останове котла необходимо:

- а) закрыть вентиль мазута, а затем — пара;
- б) через 2—3 мин выключить вторичный воздух;
- в) через 10—20 мин выключить первичный воздух;
- г) разрежение в топке поддерживать 0,01—0,03 кПа (1—3 кгс/м²)

до полного останова котла;

- д) выключить форсунки последовательно одну за другой, при этом уменьшить общие дутье и тягу;

- е) провентилировать топку, газоходы, закрыть дутье, а затем тягу.

В остальном (поддержание уровня воды выше среднего положения, открытие продувки пароперегревателя, отключение от магистрали, спуск воды и др.) следует руководствоваться общими положениями по останову котлов;

- ж) показание температуры уходящих газов вывести.

Машинист котла должен следить за этой температурой. Повышение ее сверх нормы свидетельствует о загорании сажи в воздухоподогревателе или экономайзере. При этом необходимо немедленно остановить вентилятор и дымосос, закрыть направляющие лопатки, лазы и люки и дать пар на тушение пожара.

Глава 5

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ И ПУСКОВЫЕ РАБОТЫ ПО ОБОРУДОВАНИЮ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

5.1. ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОРЕГУЛИРУЮЩИХ ПУНКТОВ (ГРП)

Промышленные и отопительные котельные снабжаются природным газом через газорегулирующие пункты (ГРП), которые предназначены для очистки газа от пыли и других загрязнений, снижения давления газа, защиты потребителей от недопустимого повышения или понижения давления и учета потребляемого газа. Технологическая схема ГРП показана на рис. 5.1.

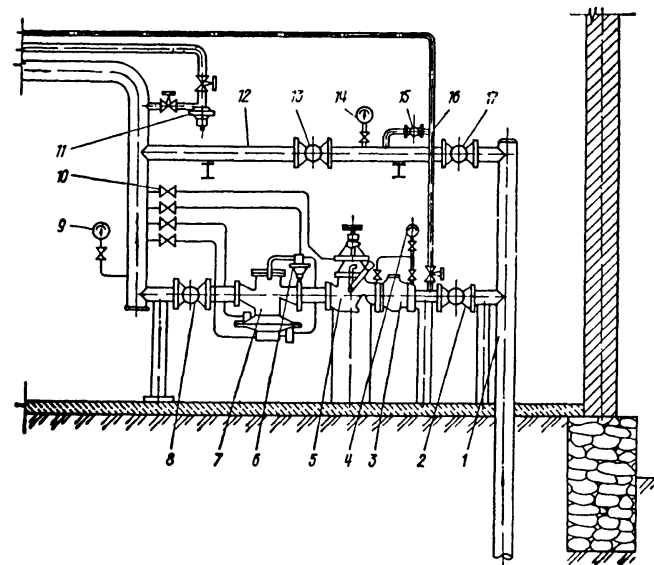


Рис. 5.1. Схема однониточного ГРП:

1 — вход газа; 2, 8 — входная и выходная задвижки; 3 — фильтр; 4, 9 — манометры; 5 — предохранительно-запорный клапан ПКН; 6 — регулятор управления (пилот) КН-2-00; 7 — регулятор давления РДУК2Н; 10 — краны импульсных линий; 11 — пружинно-сбросной клапан ПСК 50; 12 — обводная линия (байпас), 13 и 17 — задвижки, 15 — кран муфтовый; 16 — линия продувки

Пункты размещают в отдельно стоящих зданиях или в пристройке к котельной. Пропускная способность ГРП в основном зависит от типа регулятора давления. Регуляторы подбирают так, чтобы пропускная способность регулятора при заданных входном давлении P_1 и выходном P_2 была на 10—15 % больше максимального потребления газа через ГРП. В зависимости от типоразмера регулятора давления выбирают и типоразмеры другого оборудования: фильтров, предохранительных клапанов и арматуры.

Фильтры газовые. Применяются для очистки газа от пыли и других механических загрязнений. На рис. 5.2 показан фильтр на рабочее давление 1—1,2 МПа (10—12 кгс/см²). Он состоит из чугунного корпуса 1, внутри которого вставлена кассета 3, обтянутая с обеих сторон проволоочной сеткой и заполненная фильтрующим материалом (конским волосом, капроновой нитью и др.), и крышки 2. До и после фильтра устанавливаются манометры, по разности давлений которых определяется степень загрязнения фильтра. Максимально допустимый перепад давления при засорении 9,8 кПа (1000 кгс/м²).

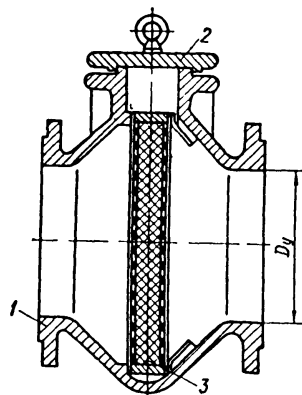


Рис. 5.2 Фильтр

Газовые волосяные фильтры выпускаются условным диаметром D_y 80, 100, 150, 200 и 300 мм.

Регуляторы давления. В ГРП котельных устанавливаются в основном регуляторы давления газа типа РДУК (рис. 5.3). Технические характеристики таких регуляторов приведены в табл. 5.1.

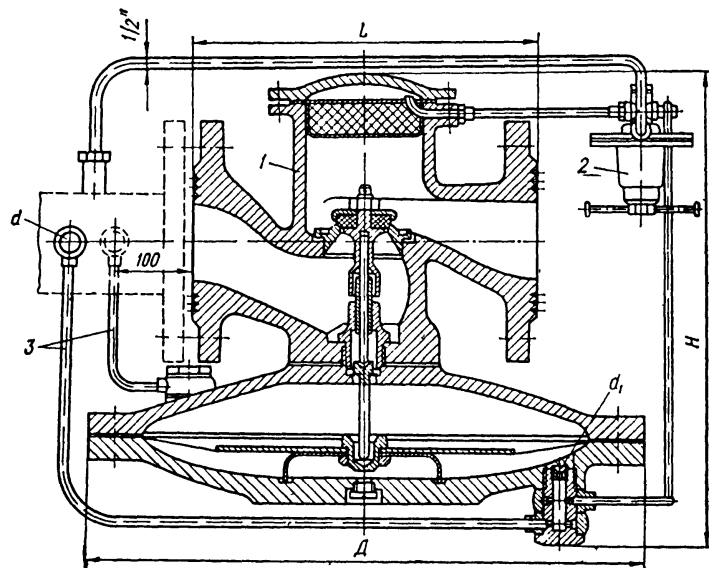


Рис. 5.3 Регулятор давления газа типа РДУК с пилотом КВ (КН): 1 — корпус клапана; 2 — пилот КВ (КН); 3 — импульсные трубки

Действие регулятора давления газа основано на изменении площади проходного сечения регулирующего клапана в зависимости от регулируемого давления P_2 . При увеличении P_2 (рис. 5.4) регулятор уменьшает приток газа в сеть потребления, при уменьшении, наоборот,

увеличивает и таким образом независимо от отбора газа поддерживает постоянное давление в сети перед горелками.

Регуляторы типа РДУК выпускаются на входное давление до 1,2 МПа (12 кгс/см²) и выходное от 0,001 до 0,6 МПа (от 0,01 до 6 кгс/см²). Они работают с командными приборами (пилотами) КН и КВ. Схема работы регулятора с пилотом показана на рис. 5.4.

Газ с входным давлением P_1 из регулирующего клапана 1 через фильтр 2 по импульсной трубке 4 подается к регулирующему клапану пилота 6, а выходное давление P_2 по импульсной трубке 3 поступает

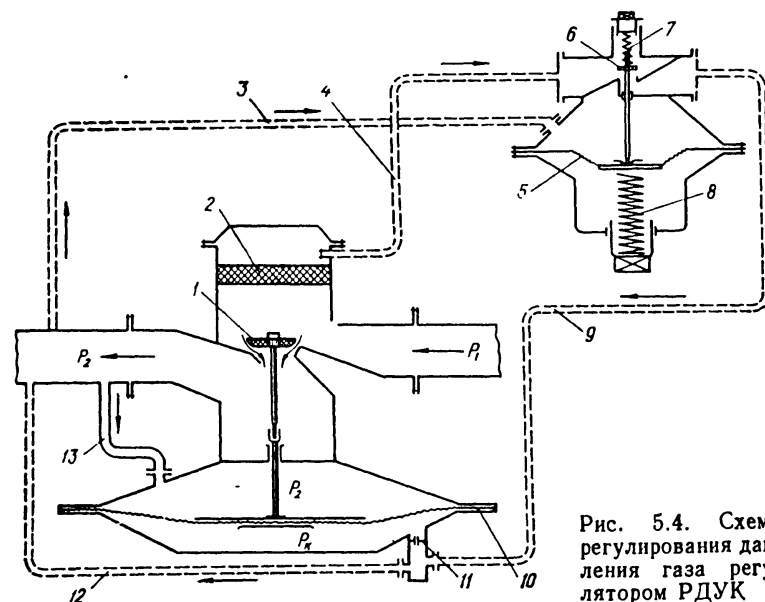


Рис. 5.4. Схема регулирования давления газа регулятором РДУК

под мембрану пилота и по трубке 13 в надмембранную камеру регулирующего клапана. Таким образом, на мембрану 10 с клапаном 1 действует разность давлений: командного P_k , поступающего от пилота, и регулируемого P_2 . При уменьшении регулируемого давления P_2 мембрана пилота 5 под действием пружины настройки пилота 8 перемещается вверх и увеличивает проход газа под мембрану регулирующего клапана. Мембрана регулирующего клапана 10 перемещается вверх и клапаном 1 увеличивает проход газа в выходной газопровод. При увеличении регулируемого давления P_2 мембрана пилота перемещается вниз и уменьшает давление газа, подаваемого под мембрану клапана. Мембрана перемещает клапан 1 вниз, уменьшая приток газа в выходной газопровод и давление в нем. Настройка регулятора на заданное давление осуществляется изменением жесткости пружины пилота 8.

5.2. НАЛАДКА РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ

Регуляторы поставляются заводом в рабочем состоянии. Для включения регулятора в работу необходимо плавно открыть входную задвижку и поджатием пружины пилота установить рабочее давление

5.1. Технические характеристики регуляторов давления типа РДУК-2

Тип	Диаметр условного прохода, мм	Давление, МПа (кгс/см²)		Максимальная пропускная способность при $\rho_0 = 0,7$ 0,73 кг/м³, м³/ч	Габаритные размеры, мм						Масса, кг
		на входе	на выходе		H	L	D	d	d₁		
Низкое давление 0,0005—0,06 МПа (0,005—0,6 кгс/см²)											
РДУК-2Н-50/35	50	0,1 (1) 0,6 (6) 1,2 (12)	0,001 (0,01)	920	300	230	360	—	—	42	
				3150							
				6000							
РДУК-2Н-100/50				1300							
				5500							
				10500							
РДУК-2Н-100/70	100	0,3 (3) 0,6 (6) 1,2 (12)	0,002 (0,02)	3300	450	350	470	1,5	0,8	80	
				13260							
				25000							

РДУК-2Н-200/105

РДУК-2Н-200/140*

200	0,1 (1) 0,6 (6) 1,2 (12)	0,001 (0,01)	7450 254000 47250 11000 21500 37500	690	600	650	2	1,5	300
-----	--------------------------------	-----------------	--	-----	-----	-----	---	-----	-----

Высокое давление 0,006—0,6 МПа (0,06—6 кгс/см²)

РДУК-2В-100/50

РДУК-2В-100/70

РДУК-2В-200/140

100	0,3 (3) 0,6 (6) 1,2 (12)	0,1 (1)	3100 5500 10500 7260 13260 25000	450	350	470	1,5	0,8	80
200			21500 37650 70250	690	600	650	2	1,5	300

* Максимальное давление на входе 0,6 МПа (6 кгс/см²), для остальных регуляторов — 1,2 МПа (12 кгс/см²)

5.2. Способы устранения неисправностей регулятора давления типа РДУК-2

Признак	Причина	Способ устранения
При ввертывании винта пилота давление газа после регулятора не повышается	Порвана мембрана регулятора Прекратилось поступление газа под мембрану регулятора	Сменить мембрану Продуть трубки 3 и 9, прочистить дроссель // Продуть трубку 4 начального давления и фильтр 2 Очистить отверстие и клапан 6
Внезапно резко повышается давление газа после регулятора	Порвана мембрана пилота	Сменить мембрану
Медленно повышается давление газа после регулятора и при вращении винта пилота против часовой стрелки не снижается	Засорилась трубка 9 или дроссель //	Продуть трубку, прочистить дроссель
Внезапно резко падает давление газа после регулятора	Снизилось давление газа перед регулятором Поломана пружина пилота	Выяснить причину и действовать в соответствии с местной инструкцией. Сменить пружину
Медленно снижается давление газа после регулятора и при вращении винта пилота не повышается	Уменьшилось или прекратилось поступление газа первоначального давления	Продуть трубки 9 и 12 Продуть трубку 4 и фильтр 2 Очистить отверстие и клапан пилота
При отсутствии расхода газа давление газа после регулятора постепенно и непрерывно повышается	Неплотно закрывается клапан / Сломаны пружины клапана 7 и настройки пилота Клапан пилота не садится на седло	Произвести ревизию клапана Сменить пружину Сменить клапан
Давление газа после регулятора пульсирует	Недостаточно загружен регулятор После регулятора имеется водяная пробка Измеренное трение в направляющих толкателя пилота	Для проверки медленно прикрывать задвижку перед регулятором, если пульсация прекратится, то необходимо уменьшить его загрузку. Удалить конденсат из газопровода Прочистить направляющие толкатели
Давление газа после регулятора постепенно падает, временами резко повышается, а затем снижается до нуля	Обмерзание клапана пилота	Обогреть головку пилота тряпкой, смоченной в горячей воде. Утеплить помещение
Регулятор не работает, давление после него изменяется в соответствии с изменением начального давления	Засорилась трубка 9 или 3. Засорился дроссель //	Продуть трубку Прочистить дроссель

в выходном газопроводе. Если таким способом не удастся включить регулятор в работу, то необходимо произвести проверку регулятора в следующей последовательности.

1. Продуть все импульсные трубки сжатым воздухом после их отсоединения.

2. Снять верхнюю крышку регулятора, проверить состояние фильтра и клапана, при загрязнении произвести чистку.

3. Проверить работоспособность клапана регулятора, для чего отключить импульсную линию от пилота к регулятору и произвести подачу воздуха через штуцер в подмембранное пространство; измерить давление воздуха U-образным манометром, подсоединенным через тройник.

4. Вывернуть пробку и проверить центровку мембраны регулятора.

5. Прочистить отверстия дросселей.

6. Отвернуть верхнюю крышку головки пилота, проверить состояние клапана и пружины; при засорении вынуть седло и продуть сжатым воздухом.

7. Проверить плотность мембраны пилота, для чего ослабить пружину и через импульсную трубку подать сжатый воздух и поднять давление до 0,34—0,39 кПа (35—40 кгс/м²). Если давление в надмембранном пространстве не подымается или сразу же падает, то мембрана порвана.

8. Проверить состояние пружины пилота. С этой целью вывернуть нижний стакан, вынуть пружину, проверить ее высоту и диаметр проволоки, а также внутренний диаметр пружины, который составляет 27,5—28 мм.

Способы устранения неисправностей в регуляторе РДУК-2 с пилотом (регулятором управления) КН-2 или КВ-2 приведены в табл. 5.2.

5.3. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ЗАПОРНЫЕ КЛАПАНЫ И СБРОСНЫЕ УСТРОЙСТВА

Предохранительные запорные клапаны устанавливаются перед регуляторами давления и служат для автоматической отсечки газа в случае изменения выходного давления в недопустимых пределах.

Максимальное давление, при котором должны срабатывать предохранительные клапаны, определяется выходным давлением газа:

- а) для регуляторов низкого давления — на (0,5...0,7) кПа (50...70 кгс/м²) выше нормального выходного давления;
- б) для регуляторов среднего давления — на 5...10 % выше выходного давления.

Предохранительные запорные клапаны типа ПКВ и ПКН показаны на рис. 5.5. Клапаны применяются в комплекте с регуляторами давления РДУК-2 и рассчитываются на начальное давление газа 0,6 МПа (6 кгс/см²), по специальному заказу могут поставаться на давление до 1,2 МПа (12 кгс/см²). Предохранительный клапан высокого давления ПКВ по габаритам не отличается от клапана низкого давления ПКН. Различие имеется в конструктивных особенностях крепления мембран к тарелкам.

На штоке 12 имеется основной клапан 2, который при изменении давления сверх установленного опускается и перекрывает выходное отверстие седла. В рабочем положении клапан находится под воздействием груза 9 в поднятом положении. Он удерживается на штифте 8 крючком рычага 4. По импульсной трубке 5 под мембрану 10 подведено контролируемое давление.

При уменьшении давления под мембраной последняя перемещается вниз под воздействием груза 9, опускается шток 12, а связанное со штоком коромысло 15 освобождает молоточек с грузом 7, который, падая, ударяет по рычагу 4, освобождает штифт рычага 8, клапан опускается в седло и перекрывает проход газа. При повышении давления мембрана поднимается, пружина 11 сжимается и освобождает тот же рычаг 4. Клапан срабатывает. Сработавший клапан устанавливается в рабочее положение только вручную перемещением груза 9.

Настройка клапана производится на минимальное давление подпором груза 13, а на максимальное давление затяжкой пружины 11.

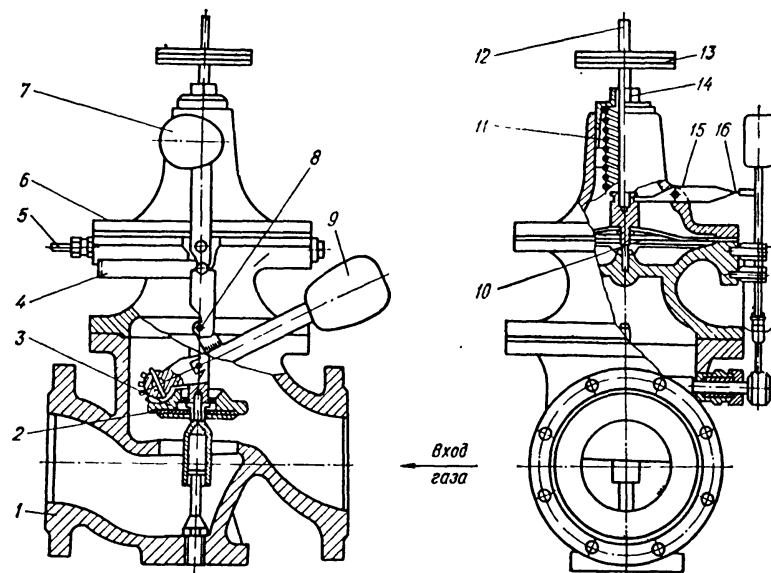


Рис. 5.5. Предохранительный запорный клапан типа ПКВ и ПКН:

1 — корпус; 2 — основной клапан; 3 — разгрузочный клапан; 4 — рычаг; 5 — импульсный штуцер; 6 — головка клапана; 7 — ударник; 8 — штифт рычага; 9 — груз рычага; 10 — мембрана; 11 — пружины; 12 — шток; 13 — груз; 14 — регулирующий стакан; 15 — коромысло; 16 — штифт ударника

Настройка клапана производится сжатым воздухом: сначала на минимально допустимое, а потом на максимально допустимое давление. При настройке на минимальное давление устанавливают в импульсной трубке давление выше настраиваемого. При снижении давления до заданного клапан должен сработать.

При настройке на верхний уровень повышают давление до тех пор, пока сработает клапан в требуемом пределе. Клапаны монтируются на прямом горизонтальном участке газопровода, импульсная трубка приваривается к ниппелю с уклоном в сторону газопровода. Технические характеристики клапанов ПКВ и ПКН приведены в табл. 5.3.

Сбросные предохранительные устройства используются для сброса в атмосферу газа при возможном кратковременном повышении его давления за регулятором, вызванного внезапным отключением отдельных котлов или другими причинами, а также при повышении регулируемо-

5.3. Технические характеристики предохранительных запорных клапанов типов ПКВ и ПКН

Максимальное давление в корпусе 0,6 (6) МПа (кгс/см²)

Диапазон настройки при возрастании давления:

ПКВ	0,03—0,72 (0,3—7,2) МПа (кгс/см ²)
ПКН	0,001—0,06 (0,01—0,6) МПа (кгс/см ²)

Диапазон настройки при падении давления:

ПКВ	0,003—0,03 (0,03—0,3) МПа (кгс/см ²)
ПКН	0,0003—0,03 (0,003—0,3) МПа (кгс/см ²)

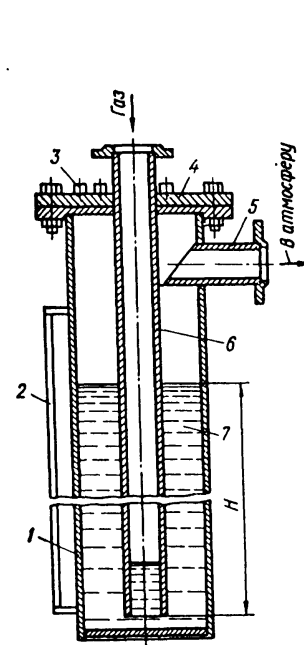


Рис. 5.6. Гидравлическое сбросное устройство (гидрозатвор):

1 — корпус; 2 — трубка контроля уровня жидкости; 3 — пробка для заливки жидкости; 4 — крышка; 5 — патрубок для выхода сбрасываемого газа; 6 — труба подачи газа; 7 — жидкость

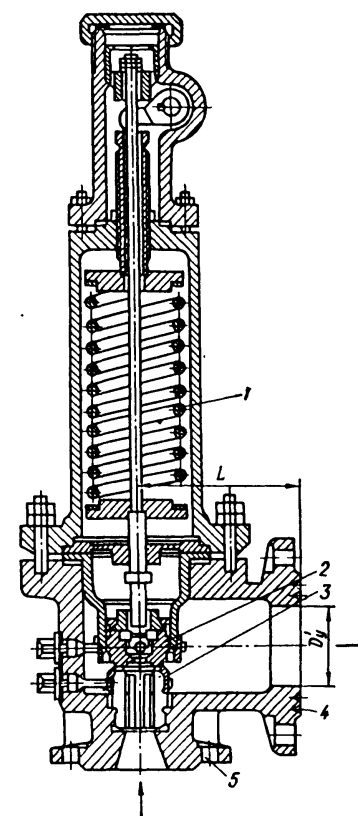


Рис. 5.7. Пружинный сбросной клапан

го давления в связи с прекращением отбора газа и неплотным прилеганием клапана регулятора. Для этой цели применяют гидравлические, мембранные и пружинные устройства.

Конструкция гидравлического сбросного устройства типа ГП-40 показана на рис. 5.6. В сосуд заливается жидкость (вода или керосин). Давление сброса определяется высотой H запирающего столба жидкости с учетом ее плотности γ : $P_{сбр} = \gamma H$. При превышении контролируемого давления оно преодолевает уравновешивающий столб жидкости и часть газа сбрасывается в атмосферу (на свечу). Контролируют высоту столба жидкости по наружной трубке из прозрачного пластика

Конструкция пружинного сбросного устройства клапана показана на рис. 5.7. В рабочем положении клапан 2 прижимается к седлу пружиной 1. Газ с защищаемого газопровода поступает под клапан через конусообразный фланец 5. Если давление в газопроводе превышает заданное, то клапан 2 давлением газа отжимается от седла 3 и часть газа сбрасывается через сбросной фланец 4 в атмосферу. Клапан устанавливается в вертикальном положении. Он имеет рычажное устройство для контрольной продувки. Настраивают сбросные устройства на давление меньшее, чем давление срабатывания предохранительного запорного клапана, благодаря чему предупреждается отключение всей котельной при кратковременном повышении давления.

5.4. ПУСК И ОСТАНОВКА ГРП

Пуск ГРП производится после приемки ее в эксплуатацию.

Перед пуском ГРП необходимо проверить состояние газового оборудования, приборов автоматики и КИП, а также трубопроводов и убедиться в готовности приема газа котельной.

До пуска составляется пусковая схема с указанием последовательности операций, выполняемых наладочным персоналом. Схема утверждается главным инженером предприятия. Пуск ГРП лучше всего производить после проведения настройки газового оборудования сжатым воздухом. Всю систему продувают по участкам: газопровод ввода, газовое оборудование ГРП и газопроводы котельной.

Порядок пуска следующий.

1. Проверить положение всех отключающих устройств, которые должны быть полностью закрыты. Краны на импульсных линиях регулятора и предохранительно-запорного клапана, а также на контрольно-измерительных приборах должны быть закрыты.
2. Провентилировать помещение ГРП.
3. Открыть краны на продувочной и сбросных линиях ГРП и котельной.
4. Снять заглушки после входной задвижки 2 (см. рис. 5.1) и на обводной линии 12 (при первоначальном пуске).
5. Включить манометр 4 на вводе газа.
6. Открыть задвижки 2 и убедиться по манометру 4 о наличии требуемого давления.

7. Произвести продувку вводного газопровода при давлении газа 4,9—9,8 кПа (500—1000 кгс/см²). При больших давлениях газа продувку производить не следует, так как при образующихся повышенных скоростях предметы, оставшиеся после монтажа, ударяясь о трубопровод, могут дать искру и вызвать взрыв. Окончание продувки проверяется отбором пробы газа из крана продувочной свечи. Зажигание пробы производится вне помещения за 20—30 м от газопровода. При спокойном горении пробы (без хлопков) продувка считается окон-

ченной. После этого приступают к продувке и наладке газового оборудования ГРП. Для этого необходимо.

1. Открыть предохранительно-запорный клапан 5, что достигается сцеплением его рычагов. Ударный молоточек сначала не устанавливается, так как закрепить его с рычагом без давления газа под мембраной невозможно.

2. Разгрузить рабочую мембрану регулятора 7, для чего следует вывернуть стакан пилота до полного расслабления.

3. Включить импульсные линии регулятора давления.

4. Открыть задвижку 2 перед регулятором и продуть короткий участок трубопровода. Во избежание повреждения фильтра задвижка 2 должна открываться медленно.

5. После закрытия клапана регулятора (об этом судят по выходному давлению) полностью открыть задвижку перед регулятором и медленно вернуть винт пилота, произвести продувку (обратным ходом) через свечу. При этом давление не должно превышать 1,33 кПа (10 мм рт. ст.).

Контроль ведется по U-образному манометру, подключенному к штуцеру крана манометра 14. Наладка регулятора на полную пропускную способность возможна при условии создания требуемого расхода газа путем сброса его через свечу. Для наладки регулятора может быть использован сбросной клапан. При невозможности создания требуемого расхода в ГРП рекомендуется окончательную наладку производить после продувки всех газопроводов и зажигания горелки последнего по ходу газа котла. При этом сначала подача газа осуществляется через обводную линию, а затем через регулятор при закрытом байпасе.

6. При устойчивой работе регулятора открыть импульсную линию клапана 5, ввести в зацепление молоточек и провести наладку.

7. Наладить работу сбросного клапана. Для этого приоткрывают запорные органы байпаса и повышают выходное давление газа до тех пор, пока сработает клапан 11 при несколько меньшем давлении, чем клапан 5. Регулировка пружинного клапана производится поджатием пружины.

8. Сброс газа в атмосферу прекратить после наладки регулятора на полную нагрузку.

9. Проверить перепад давления в фильтре.

10. Снять ртутные манометры во избежание выбивания ртuti

11. Проверить плотность фланцевых соединений и арматуры мыльной эмульсией. Продувка газопроводов ГРП в зависимости от расположения продувочных трубопроводов может осуществляться несколько иначе, чем предложено выше.

Полную остановку ГРП следует производить в следующем порядке

1. Отпустить молоточек и закрыть кран импульсной линии предохранительно-запорного клапана.

2. Закрыть задвижку на вводе газа в ГРП и проверить отсутствие давления по манометру.

3. Закрыть задвижку перед регулятором и вывернуть стакан пилота до отказа. В регуляторах типа РД ослабить пружину.

4. Закрыть клапан ПЗК выводом из зацепления рычагов.

5. Открыть краны на свечу и выключить манометры.

Выключение основной линии для ремонта газорегулирующего оборудования следует производить в таком порядке:

1. Осторожно открыть запорную задвижку на обводной линии. Плавным открытием регулирующей задвижки установить прежнюю величину конечного давления.

2. Закрывать задвижку после регулятора и все краны импульсных линий.

3. Сбросить в атмосферу газ из основного газопровода.

Переход с работы РДУК-2 на обводную линию осуществляется в следующем порядке:

а) поворотом винта пилота регулятором снижается рабочее давление на 10—15 %;

б) приоткрывается задвижка обводной линии так, чтоб восстановить первоначальное давление;

в) постепенно выворачивается винт пилота (до полного открытия) с одновременным открытием обводной задвижки для достижения давления, которое было при работе на регуляторе РДУК;

г) закрывается сначала задвижка на входе регулятора, а затем на выходе и перекрываются импульсные линии регулятора;

д) расцепляются рычаги ЗК и опускается клапан.

Эту работу рекомендуется проводить одновременно двум рабочим.

Переход с байпасной линии на регуляторы типа РДУК производится в обратном порядке:

а) открываются импульсные линии при вывернутом винте пилота;

б) вводятся в зацепление рычаги ПЗК;

в) открывается задвижка за регулятором;

г) уменьшается расход по обводной линии на 10—15 %, медленно открывается входная задвижка регулятора и винтом пилота регулируется подача газа в регулятор до полного восстановления давления;

д) перекрывается входная задвижка байпасной линии, вводится в работу ПЗК

5.5. ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ

Газовые горелки должны обеспечивать устойчивое и полное сжигание газа при малом избытке воздуха в топке.

В зависимости от способа смешивания газа с воздухом газовые горелки делятся на диффузионные (или атмосферные), инжекционные, напорные и комбинированные (газозапутные и пылегазовые). Диффузионные горелки работают в котлах малой мощности. Разновидностью диффузионных горелок являются подовые, устанавливаемые в поду котла с принудительной подачей воздуха. Схема установки подовых горелок показана на рис. 5.8. Горелка состоит из трубы $\varnothing 32—80$ мм с отверстиями $\varnothing 2—4$ мм. Угол между рядами отверстий составляет $90...180^\circ$. Щель, в которой устанавливается горелка, выкладывается из огнеупорного кирпича.

Данные для выбора и расчета подовых горелок приведены в табл. 5.4.

Инжекционные горелки работают на принципе инжектирования газом воздуха без дутьевых устройств и применяются в основном на котлах небольшой производительности.

Напорные горелки с принудительной подачей воздуха являются основными горелочными устройствами, применяемыми на котлах средней и большой производительности.

Для сжигания высококалорийного газа в топках котлов, печей и технологических установок предназначены горелки вихревые газовые смесительные типов I и II (ГА). Горелочные устройства состоят из двух цилиндрических камер: меньшей — газовой и большей — воздушной. Газовая камера с одного конца заглушена, с другого — имеет трубную решетку, к которой приварены газовые трубы, число и диаметр которых зависит от производительности горелки. На каждую трубу навертывается наконечник с отверстием диаметром d для выхода

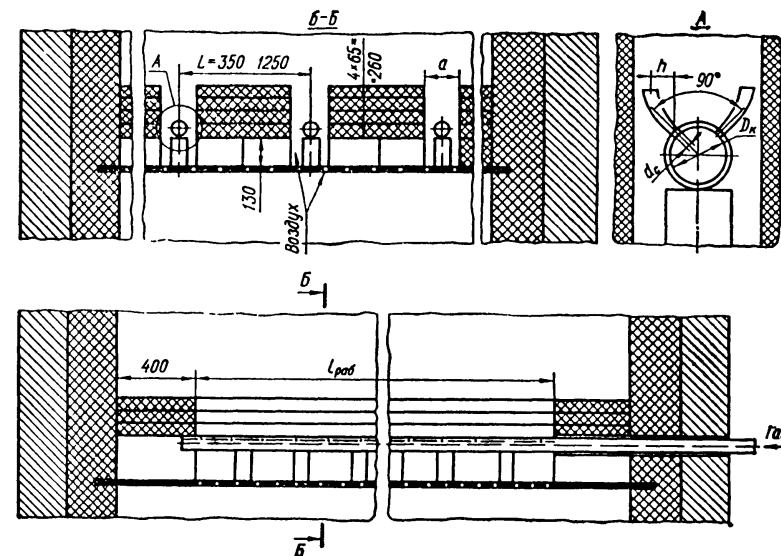


Рис. 5.8. Схема установки подовых горелок в котле

5.4. Основные данные для выбора подовых горелок

Показатели	Расход газа, м³/ч									
	320	400	480	640	800	960	1120	1600	2000	2800
Диаметр коллектора D_K , дюйм	1,5	2					2,5			3
Диаметр отверстий (сопл) коллектора d_c , мм	2,5		3				4			
Шаг между отверстиями, мм	20						25			
Длина рабочей (огневой) части горелок $l_{\text{раб}}$, м	1,8	2,3	2,7	2,8	3,2	3,8	3,1	4,5	5,5	7,8
Расход газа на 1 м рабочей части горелки, м³/ч	177			254			360			
Ширина щели, а, мм	100	115		125			135	160		

газа в топку. Для завихрения воздуха на выходе имеются специальные лопасти. В центре горелки предусмотрена труба для зажигания и наблюдения за горением. Торцевая часть, обращенная в топку, покрыта торкретом. Амбразура выкладывается из шамотного кирпича. Общий вид смесительных горелок показан на рис. 5.9. Технические характеристики этих горелок приведены в табл. 5.5.

Выбор горелок производится из условий экономичности сжигания топлива с учетом конструктивных особенностей топок и производительности котла.

При выборе газовых горелок для котлов, переводимых с мазута на газ, производится перерасчет эквивалентности топлив.

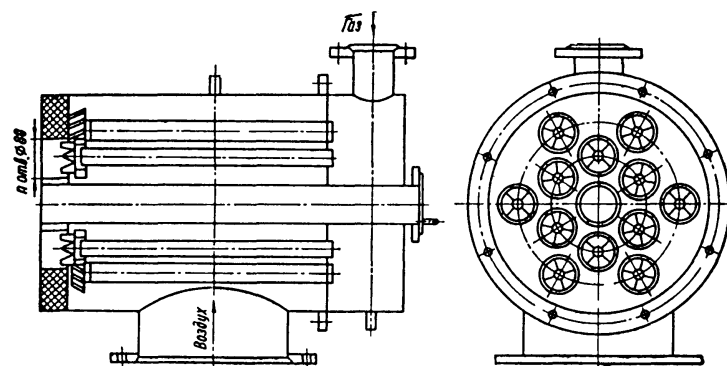


Рис. 5.9. Вихревая газовая смесительная горелка

Зная теплоту сгорания топлив и КПД при их сжигании, перерасчет равноценности газа 1 кг жидкого топлива определяют по следующей формуле:

$$V_{\text{г}} = Q_{\text{н.м}}^{\text{р}} \eta_{\text{м}} / (Q_{\text{н.г}}^{\text{р}} \eta_{\text{г}}),$$

где $Q_{\text{н.м}}^{\text{р}}$ и $Q_{\text{н.г}}^{\text{р}}$ — соответственно теплота сгорания мазута, МДж/кг (ккал/кг), и газа, МДж/м³ (ккал/м³); $\eta_{\text{м}}$ и $\eta_{\text{г}}$ — КПД котла при работе на мазуте и газе.

При выборе и установке горелок с принудительной подачей воздуха для газа с удельной теплотой сгорания, отличной от табличной, необходимо произвести перерасчет площади сечений газových отверстий на действительную удельную теплоту сгорания газа по следующей формуле:

$$f_1 = f Q_{\text{пер}} / Q_{\text{д}},$$

где f — площадь газопускных сечений при первоначальной удельной теплоте сгорания газа, м²; $Q_{\text{пер}}$ — первоначальная теплота сгорания газа, МДж/м³ (ккал/м³); $Q_{\text{д}}$ — действительная теплота сгорания газа, МДж/м³ (ккал/м³).

При этом соотношения скоростей газа и воздуха должны оставаться постоянными.

Горелки газовые типа БелКЗ предназначены для установки на котлах производительностью 25 — 75 т/ч, работающих на природном

5.5. Технические характеристики вихревых смесительных горелок

Типоразмер	Природный газ при $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 35,61$ МДж/кг (8500 ккал/м³)			Воздух	
	Расход, м³/ч	Давление, кПа (кгс/м²)	d , мм	Расход, м³/ч, при $\alpha_{\text{г}} = 1,1$	Давление, кПа (кгс/м²)

Тип I

1230-00	39	1,27/29,4 (130/3000)	3,1/1,3	386	0,98 (100)
1229-00	63			625	
1228-00	94			930	
1227-00	140			1390	

Тип II (ГА)

ГА-102	226	1,27/29,4 (130/3000)	4,3/2,1	2240	0,98 (100)
ГА-106	340			3370	
ГА-110	508			5030	
1702-00	940			9300	
ГА	1100	—	22,6/11	11000	2,45 (250)

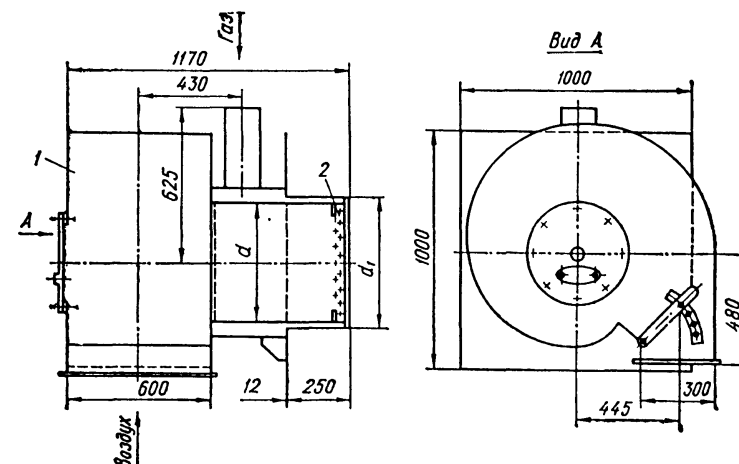


Рис. 5.10. Горелка газовая типа БелКЗ

газе. Выпускаются три типоразмера производительностью 18,8—46 ГДж/ч (4,5—11 Гкал/ч).

Горелка состоит из улиточного завихрителя воздуха 1 и обводного (периферийного, газового) коллектора с газораздающими отверстиями 2, расположенными в три ряда (рис. 5.10). При низком давлении газа 2,94—4,9 кПа (300—500 кг/м²) увеличение дальности струи газа достигается установкой одного ряда газораздающих трубок. Угол раскрытия факела мазутной форсунки подбирается при наладке. Горелка устанавливается в амбразуру (обычно коническую), выполненную из шамотного кирпича или огнеупорного бетона.

При работе на мазуте вставляется форсунка механического распыления.

Технические характеристики горелки типа БелКЗ

Производительность по газу	500—1200 нм ³ /ч
Давление газа перед горелкой . . .	2,94—29,4 кПа (300—3000 кгс/м ²)
Скорость на выходе:	
газа из газового коллектора . . .	150 м/с
воздуха из горелки	25 м/с
Соппротивление горелки по воздуху	0,98—1,76 кПа (100—180 кгс/м ²)

5.6. ПУСК И ОСТАНОВ КОТЛОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ГАЗОБРАЗНОМ ТОПЛИВЕ

При первоначальном пуске газифицированной котельной необходимо выполнить следующее:

1. Убедиться в правильности компоновки газового оборудования и регулирующих органов
2. Проверить наличие заглушки у первой (входной) задвижки по ходу газа. Все регулирующие органы должны быть закрыты, за исключением кранов на сбросных и продувочных газопроводах.
3. Проверить исправность приборов автоматики безопасности.
4. Проверить правильность установки и наличие необходимых для пуска и безопасной эксплуатации контрольно-измерительных приборов.
5. Проверить расположение узлов управления шиберами, которые должны быть вынесены на фронт котлов и иметь фиксаторы положения с надписями «Открыто», «Закрыто».
6. Продуть газопровод котельной. Если на продуваемом газопроводе имеется газовый счетчик, то сначала продувка производится через байпас, а затем — через счетчик. Длительность продувки 15—20 мин. Окончание продувки определяется анализом. После окончания продувки закрывается кран свечи.
7. Продуть газопровод котла, подлежащего растопке через свечу.
8. Провентилировать топку и отрегулировать разрежение до 0,2—0,3 кПа (2—3 кгс/м²).
9. Открыть запорную задвижку.

10. Проверить давление газа по манометру стояка топки. При давлении ниже 0,4 кПа (40 мм вод. ст.) растопка запрещается.

11. Произвести розжиг первой горелки с помощью газового запальника. Перед внесением запальника в топку необходимо убедиться в закрытии всех задвижек на горелочных устройствах. Сначала вносится запальник, затем открывается кран подачи. Горящий запальник через запальное отверстие вводится в топку и подносится к верхнему краю выходного отверстия горелки. Открыть немного регулировочную задвижку и зажечь газ. После воспламенения газа необходимо

подать немного воздуха и постепенно отрегулировать горение так, чтобы факел был прозрачно-желтого цвета. После достижения устойчивого факела запальник вынимается из топки.

Порядок регулировки горения:

а) для увеличения тепловой нагрузки сначала подать газ, затем добавить воздух и увеличить разрежение в топке;

б) для уменьшения горения сначала уменьшить количество воздуха, затем убавить газ и уменьшить тягу.

При обрыве пламени или его погасании необходимо:

а) быстро закрыть газ регулировочной задвижкой, открыть свечу;

б) закрыть кран запальника;

в) перекрыть подачу воздуха;

г) провентилировать топку, боров, газоходы, воздухопроводы и повторить розжиг в установленном порядке.

Регулировка работы горелок должна вестись так, чтобы при этом соблюдалось соотношение топливо — воздух, обеспечивающее качественное сжигание топлива. При этом по цвету пламени определяют общее состояние режима горения.

При останове котла необходимо горелки выключать поочередно. При этом на каждой горелке уменьшение количества воздуха, затем газа и тяги производится ступенями в несколько приемов. После выключения всех горелок перекрывается регулирующая, затем рабочая задвижки, открывается кран на свечу и закрывается задвижка, отключающая котел.

Через 3—4 мин останавливается дутьевой вентилятор. Уменьшается разрежение до 0,2—0,3 кПа (2—3 мм вод. ст.), затем вентилируется топка 10—15 мин и выключается дымосос.

Для безопасной эксплуатации котлы должны быть оборудованы автоматикой безопасности, производящей аварийное отключение газа в следующих случаях:

1. При понижении или повышении уровня воды в барабане сверх допустимых пределов.
2. При падении или повышении давления газа перед горелками ниже допустимых значений.
3. При понижении давления воздуха ниже установленного (для горелок с принудительной подачей).
4. При исчезновении тяги в топке.
5. При погасании пламени горелок.

Глава 6

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПО ОБОРУДОВАНИЮ ДЛЯ ДРОБЛЕНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

6.1. СХЕМЫ ДРОБИЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Твердое топливо перед сжиганием дробится до зерен требуемой крупности. Дроблению подлежат все угли или сланцы, за исключением мелочи типа АШ. Не нуждаются в дроблении топлива, применяемые для котлов с ручными решетками, а также кусковой и фрезерный торф, сжигаемые на механических решетках или в пылевидном состоянии, если они имеют однородную структуру без больших включений.

При сжигании топлив в топках с цепными и наклонно-переталкивающими решетками допускается максимальный размер кусков топлива 50 мм, в топках с забрасывателями оптимальный размер — 20...25 мм, максимальный — 50 мм, в топках с ручными решетками — до 75 мм.

Дробильная установка с молотковой дробилкой показана на рис. 6.1. Уголь транспортером 1 подается на наклонный колосниковый грохот 2. Мелкие куски, пройдя через щели грохота, поступают в бункер 4, а крупные по грохоту — в дробилку 3 и, пройдя дробление, также

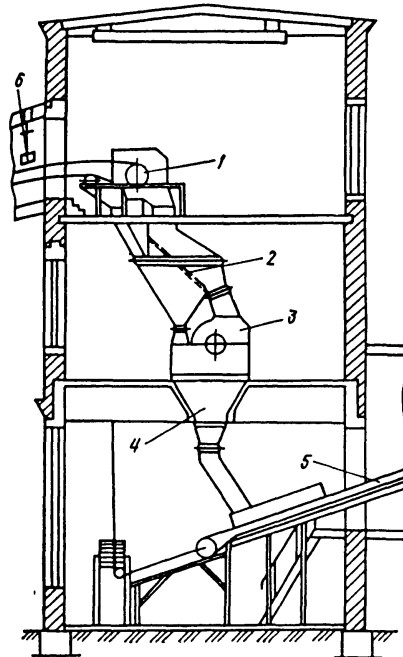


Рис. 6.1. Схема дробильной установки с молотковой дробилкой

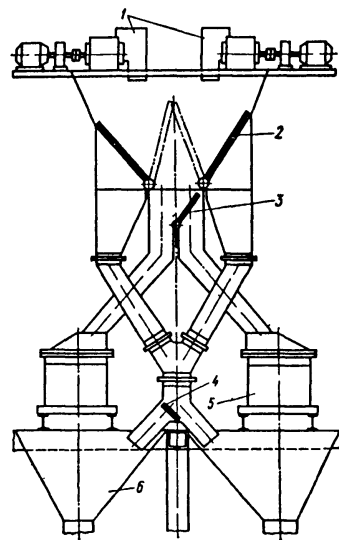


Рис. 6.2. Схема дробильной установки с валковыми дробилками

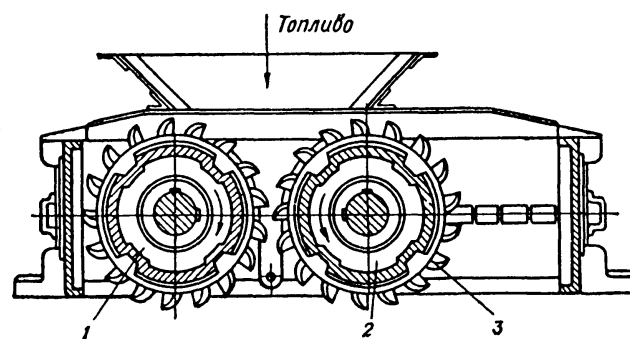


Рис. 6.3. Дробилка валковая

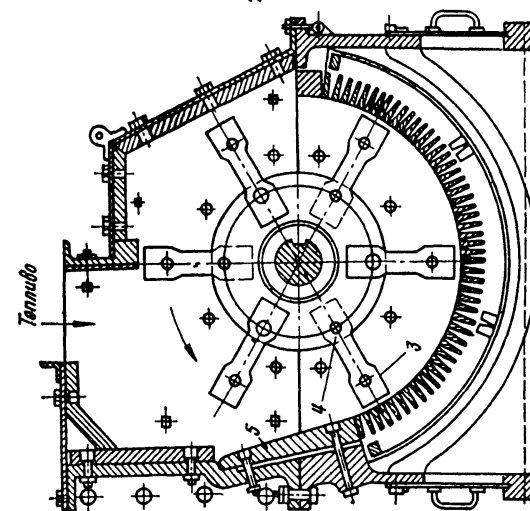
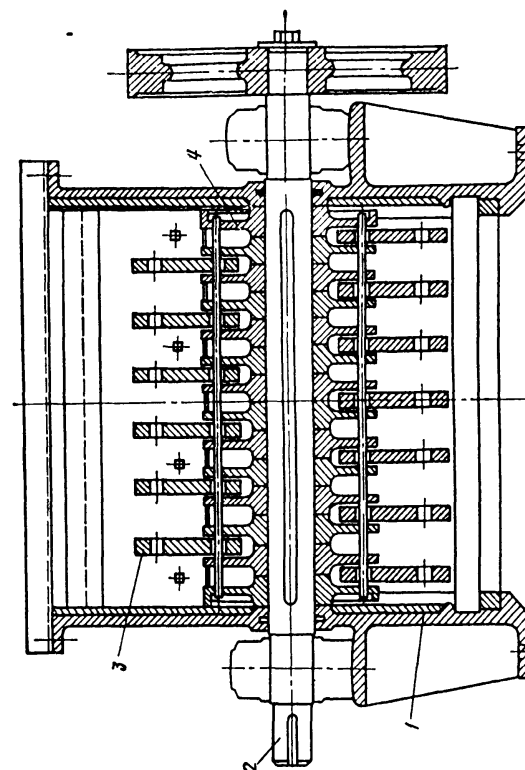


Рис. 6.4. Дробилка молотковая

попадают в бункер 4, который подает топливо требуемых размеров на ленточный транспортер 5, идущий к бункерам сырого угля котельных.

Металлические включения из угля извлекаются с помощью магнитного сепаратора 6.

На рис. 6.2 показана схема дробильной установки с валковыми дробилками. Технология дробления такая же, как и в предыдущей схеме. Эта схема удобна тем, что с любого транспортера 1 уголь может быть направлен в любую дробилку 5 установкой шиберов 3 в требуемое положение. Шибером 4 уголь, прошедший через сита 2, может направляться также в бункер 6 любой дробилки.

Основным оборудованием дробильных установок являются дробилки. Дробилки бывают валковые, молотковые и винтовые.

В валковых дробилках (рис. 6.3) дробление топлива производится за счет раздавливания его валками 1 и 2, вращающимися в противоположные стороны. Куски топлива захватываются зубьями 3 и подверга-

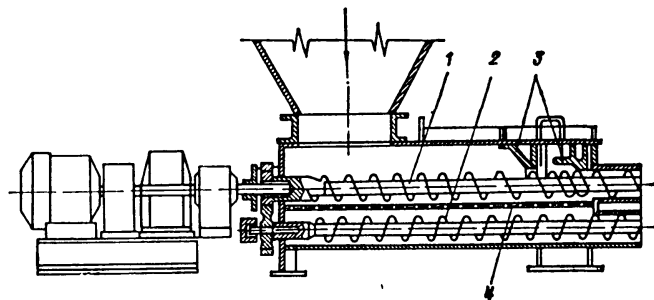


Рис. 6.5. Дробилка винтовая

ются измельчению. Один из валков вращается в подвижном подшипнике. При попадании металла или другого твердого материала подвижной валок отходит от своего первоначального положения, пропускает металл и под действием пружины возвращается в первоначальное положение.

Валковые дробилки простые по конструкции и надежные в работе. Недостатком их является склонность к замазыванию валков топливом с повышенной влажностью. Они применяются для дробления углей и сланцев.

Дробилка молотковая (рис. 6.4) состоит из корпуса 1 и вала 2, на который надеты диски 4 с билами 3. В верхней части корпуса имеются отбойные плиты 5, в нижней части — решетка для прохода топлива.

Топливо, поступающее на дробление, отбрасывается билами 3 на отбойные плиты 5, ударяясь о которые дополнительно измельчается. Окончательное доизмельчение производится в нижней части между билами и решеткой. Куски топлива размером меньше, чем отверстия решетки, поступают в бункер, установленный под дробилкой.

Молотковые дробилки применяются для антрацитов, сланцев, торфа, каменных и бурых углей. При повышенной влажности топлива может происходить замазывание решетки. В этом случае необходимо увеличить зазоры в решетке снятием части колосников. Замазывание можно избежать и подогревом корпуса дробилки.

6.1. Дробилки для твердого топлива

Показатель	Валковая зубчатая СМ-438	Двухвалковая зубчатая		Молотковая СМ-431	Винтовая ВДГ-10
		ДДЗ-1М	ДДЗ-2М		
Производительность, т/ч	30	20—55	60—125	36—48	10
Размер кусков, мм:					
максимальный загружаемых	360	200	600	100	100
выходящих	0—20	25—100	50—125	0—25	0—40
Диаметр, мм:					
валков	990	450	600	—	—
ротора	—	—	—	800	—
Длина, мм:					
валков	900	500	750	—	—
ротора	—	—	—	600	—
Частота вращения, об/мин:					
валков	40	64	50	—	—
ротора	—	—	—	980	—
винтов	—	—	—	—	60
Габаритные размеры, мм:					
длина	3247	2225	3160	1350	3950
ширина	2370	2220	2900	1255	950
высота	1520	796	985	1230	1020
Электродвигатель:					
мощность, кВт	28	11	20	55	10
частота вращения, об/мин	1460	730	720	985	960
Тип	АО73-4	МА-144-1/8	ММ-145-1/8	АО93-6	АО63-6ш2
Масса с электродвигателем, т	7	4	6,6	3,12	1,8
Завод-изготовитель	Костромской машиностроительный «Стром-машина»	Ясиноватский машиностроительный		Костромской машиностроительный «Стром-машина»	Кусинский машиностроительный

Молотковые дробилки при работе создают большие динамические нагрузки на здание. Поэтому при установке их следует учитывать нагрузки, передаваемые на перекрытия.

Топливо, поступающее в винтовую дробилку (рис. 6.5) верхним винтом 1, захватывается и проталкивается в переднюю часть, где дополнительно дробится о дробильные плиты 3. Мелкие куски через

решетку 4 просыпаются на нижний винт 2, которым и производится выдача топлива с дробилки.

Дробилки применяются для каменного и бурого углей.

В табл. 6.1 приведены характеристики дробилок

6.2. ГРОХОТЫ

Грохоты бывают неподвижные наклонные веерообразные и универсальные подвесные (табл. 6.2). Применение грохотов позволяет не перегружать дробилку мелкими фракциями топлива, а подавать в нее только крупные куски с целью измельчения их до заданных размеров.

6.2. Грохоты универсальные подвесные Ворошиловградского завода им. Пархоменко

Показатель	групп-П-К	групп-Г-К
Производительность, т/ч	150	100
Размеры сит, мм:		
ширина	1250	
длина	4000	2500
Число сит	2	
Размер отверстий	3—60	3—25
Частота вращения вала вибратора, об/мин	900	1200
Двойная амплитуда колебаний, мм	2—6	
Эксцентриситет вала, мм	1—3	
Угол наклона корпуса, ...°	15—20	
Электродвигатель:		
тип	МА-142-2/4	МА-142-1/6
мощность, кВт	8	3,8
Частота вращения, об/мин	1460	960
Масса, кг	158	138
Число клиновых ремней типа В	4	2
Масса грохота с электродвигателем, кг	2484	1320

Неподвижные наклонные веерообразные грохоты очень просты и надежны в эксплуатации. Грохоты устанавливаются под углом 50—60° к горизонту.

При влажности топлива более 35 % для предотвращения замятия грохотов наклонные колосники делают полыми (из труб), во внутрь которых подают горячую воду или пар температурой 110—130 °С.

Универсальные подвесные грохоты типа ГУП представляют наклонную металлическую раму с ситами, приводимую в колебательное движение специальным механизмом. Грохоты крепятся к опорной конструкции или к рамам перекрытия здания.

Крупные куски, размер которых больше отверстий сит, при встряхивании передвигаются по грохоту в дробилку, мелкие — проваливаются через сита и не попадают в дробилку.

Эти грохоты имеют сравнительно большой КПД, почти не замяываются топливом. К недостаткам следует отнести большой шум, создаваемый при работе, необходимость в обслуживании и дополнительный расход электроэнергии.

6.3. СЕПАРАТОРЫ МАГНИТНЫЕ

В систему топливоприготовления вместе с топливом попадают различные металлические предметы, которые приводят к поломке оборудования. Во избежание этого необходимо производить удаление металла перед поступлением топлива на переработку. Для этой цели применяют магнитные подвесные или барабанные сепараторы.

Магнитные подвесные сепараторы состоят из двух сердечников с катушками, которые могут соединяться последовательно или параллельно, что дает возможность включать сепараторы в сеть постоянного тока напряжением 220 или 110 В.

Сепараторы подвешиваются за специальные скобы над ленточными транспортерами, перед дробилками. В схемах без дробильного оборудования их устанавливают над лентами, перед бункерами сырого топлива. Крепление производят к монорейсу через ручную таль. Уловленный металл периодически снимается вручную при остановленном транспортере и обесточенном сепараторе.

В барабанных магнитных сепараторах магниты установлены в самом барабане ленточного транспортера или питателя.

Магнитное поле действует только в части, которая соприкасается с лентой. Двигаясь по ленте, металл притягивается к барабану. В месте поворота ленты на нижнюю ветвь магнитное поле отсутствует и предметы отделяются (падают) в специально установленный ящик. Частота вращения барабанов сепараторов больших диаметров составляет 25—30 об/мин, малых — 35—40 об/мин.

Производительность сепаратора 35—600 т/ч, диаметр барабана 400—1200 мм. Питание барабанных магнитных сепараторов осуществляется от сети постоянного тока.

Подвесные сепараторы улавливают металл, находящийся в верхних толщах слоя топлива, а барабанные — преимущественно в нижних. Более полное улавливание металла достигается при установке подвесных и барабанных сепараторов. Недостатком этих сепараторов является непригодность их улавливать цветные металлы и немагнитные включения.

6.4. ПРОВЕРКА МОНТАЖА ОБОРУДОВАНИЯ ДРОБИЛЬНОГО ОТДЕЛЕНИЯ

Проверка монтажа оборудования производится по ходу технологического процесса подготовки топлива. Особое внимание обращается на монтаж нестандартного оборудования: транспортеры, бункеры, грохоты.

Транспортеры должны быть выполнены по рабочим чертежам проекта. Белохолуницкий машиностроительный завод-изготовитель поставляет гребенки, ролики, барабаны.

Изготовление рам транспортеров производится по месту монтажными организациями по рабочим чертежам проекта.

При монтаже следует обратить внимание на следующее.

1. Правильность продольной установки транспортера. Необходимо, чтобы поперечные оси симметрии ведущего и ведомого барабанов были параллельны. Допустимое отклонение составляет 3 мм. При искривлении продольной оси транспортера лента при работе будет сдвигаться в сторону, что приведет к преждевременному ее износу, просыпанию топлива, а иногда и невозможности эксплуатации.

В этом случае необходимо снять ленту и ровно выставить раму.

2. Установка роликоопор. Расстояние между роликоопорами выбирается в зависимости от массы транспортируемого груза так, чтобы

не было провисания ленты транспортера. Расстояния между роlikоопорами в зависимости от ширины ленты приведены в табл. 6.3.

На верхней ветви обычно применяют желобчатые роlikоопоры, состоящие из трех роlikов. Угол наклона крайних роlikов к горизонту составляет 20°.

Для центровки ленты устанавливают через каждые 20—25 м роlikоопоры, состоящие из обычной трехроlikовой опоры, установленной на поворотной рамке. Эти опоры предотвращают сбежание ленты при перекошенной загрузке ее или при налипании груза на одну из сторон. Центрирующие роlikоопоры не устраняют перекося ленты при неправильной установке ее. Первоначальный пуск и наладку производят со снятыми центрирующими роlikоопорами.

В местах пересыпки груза расстояние между роlikами принимается 0,5 м по всей длине узла.

6.3. Максимальные расстояния между роlikоопорами

Ширина ленты, мм	Расстояние между роlikоопорами, мм, при плотности материала, т/м³		
	< 1	1—2	> 2
400, 500	1500	1400	1300
650, 800	1400	1300	1200
1000	1300	1200	1100

для этого следует потянуть трос вниз.

5. Галереи ленточных транспортеров и дробильное отделение должны иметь отопление для поддержания температуры 15 °С. Галерея подачи топлива со склада не отапливается.

6. Ленточные транспортеры должны иметь ограждение, а в местах перехода — переходные мостики.

7. Течки устройств тракта топливоподачи должны выполняться так, чтобы не было изгибов и переломов. Они должны быть круглые или с закругленными углами. Установка их должна быть произведена так, чтобы наклон к горизонту составлял не менее 60° для угля, 65° — для торфа.

Места пересыпки топлива и механизмы топливоподачи должны плотно закрываться для обеспечения чистоты воздуха.

Грохоты. При установке мест соединения вибрирующих грохотов с течками необходимо уплотнить брезентовым полотном.

Наклонные неподвижные грохоты устанавливают так, чтобы колосники были равномерно распределены по ширине, а по высоте про-светы (щели) сверху вниз увеличивались.

Дробилки. При монтаже дробилок проверяются зазоры между корпусом, билами и валками; узел, предохраняющий дробилку от разрушения при попадании больших металлических предметов; центровку приводов; наличие смазки в трущихся узлах; наличие и надежность крепления бил молотковых дробилок.

Магнитные сепараторы. При монтаже проверяют возможность поднятия и отвода в сторону подвесного сепаратора, определяют его работоспособность по приемке кусков металла под слоем топлива.

У барабанных сепараторов проверяют наличие устройства по приемке металлических предметов, а также работоспособность сепараторов.

При переходе ленты из горизонтального положения в наклонное радиус закругления роlikоопор должен быть таким, чтобы лента покосилась на всех роlikах при нормальной натяжке. Обычно радиус принимают равным 60—90 м.

3. В местах подачи топлива на ленту и на пересыпных узлах устанавливают желоб с резиновой отбортовкой.

4. Ленточные транспортеры должны быть оборудованы аварийными остановками по всей длине, для чего параллельно транспортеру прокладывается трос на подвесках. В случае необходимости остановка производится с любого места:

Блокировка механизмов, сигнализация. Топливоподача вновь вводимых котельных должна иметь автоматическое или дистанционное управление оборудованием.

Механизмы дробильной установки должны быть заблокированы так, чтобы при остановке одного из них останавливались все предшествующие.

Включение механизмов должно производиться в следующей последовательности: транспортер дробленого топлива, дробилка, грохот (если он с электроприводом), электромагнитный сепаратор, транспортер склада. Выключение механизмов должно производиться в обратном порядке.

Рабочие места топливоподачи должны быть оборудованы телефонной связью и сигнализацией.

Глава 7

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ И ПУСКОВЫЕ РАБОТЫ ПО ОБОРУДОВАНИЮ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПЫЛЕВИДНОГО ТОПЛИВА

7.1. СХЕМЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПЫЛЕВИДНОГО ТОПЛИВА

Схемы пылеприготовления могут быть индивидуальные или центральные.

При индивидуальной схеме пылеприготовительное оборудование расположено непосредственно перед котлом, пневмотранспорт и сушка топлива производятся горячим воздухом или дымовыми газами котла.

При центральной схеме подготовка пыли для всей котельной осуществляется на специальном заводе. Готовая пыль в котельную подается с помощью специальных устройств. Эта схема применяется для котлов большой производительности.

При индивидуальной схеме системы пылеприготовления разделяются на системы с промежуточным пылевым бункером и системы с прямым вдуванием топлива в топку. Системы с промежуточным пылевым бункером имеют запас пыли в бункере и, в случае отключения одной или нескольких мельниц, могут снабжать некоторое время котлы пылью. Запас пыли в бункерах должен быть рассчитан на работу котлов в течение не менее 2 ч. При переполнении одного бункера пылью и невозможности передачи ее в другой мельница, производившая раз-мол, останавливается. Таким образом, мельница работает в экономичном режиме, причем работа котла не зависит от остановки мельницы, что является большим преимуществом этой схемы. Недостатком ее является громоздкость, наличие большого количества оборудования, повышенный расход электроэнергии, большой объем здания.

Индивидуальные схемы пылеприготовления с промежуточным пылевым бункером применяются для котлов производительностью от 20 т/ч пара и выше.

На рис. 7.1 показана схема с промежуточным пылевым бункером для шаровых барабанных мельниц и транспортировкой пыли от мельничного вентилятора. Схема применяется для сухих углей с рабочей влажностью $W^p < 16\%$ и при сьеме влаги $\Delta W \leq 0,15$ кг/кг. При более влажных углях с $W^p < 40\%$ и сьеме влаги $\Delta W \leq 0,25$ кг/кг в схему дополнительно устанавливается газоход отбора горячих газов из топки, которые направляются в смесительный воздухопровод для повы-

3. Устанавливается состояние механизма привода: подшипники должны быть точно отрегулированы, крышки зажаты. Установленный и отрегулированный механизм должен свободно и без заеданий поднимать и опускать балку регулятора вращением от руки цепного колеса.

4. Проверяется плавность хода и степень опускания регулятора. При этом необходимо определить зазоры, которые должны быть: между плитой регулятора с обеих сторон и обшивкой котла 10—15 мм, между торцами плиты и боковыми стенами топki — 10 мм, между нижней кромкой регулятора в опущенном состоянии и поверхностью колосников — не менее 10 мм.

5. Определяется степень поднятия регулятора на применяемый вид топлива и устанавливается указательная рейка со стрелками.

6. Включается водяное охлаждение и проверяется работа всей системы.

Обкатка колосникового полотна производится на холостом ходу с максимальной скоростью в течение не менее 24 ч. Обкатку следует начинать с самой малой скорости.

При обкатке проверяется:

- а) плавность движения колосникового полотна;
- б) состояние бортовых уплотнений;
- в) отсутствие выпучин или искривлений решетки;
- г) сопряжение цепей колосникового полотна с зубьями звездочек приводного вала, их выверка и окончательное закрепление на валу. Зазор между зубьями звездочек и цепью чешуйчатых решеток 10—14 мм;

- д) состояние колосников и держателей;
- е) раскрытие колосников при переходе через задний вал;
- ж) отсутствие заедания крайних держателей и колосников о стенки фундамента;

- з) плавность хода, отсутствие вибрации и стуков;

- и) отсутствие нагрева редуктора и подшипников.

Данные обкатки заносятся в специальный журнал, на основании которого составляется соответствующий акт.

8.5. РАСТОПКА И ОСТАНОВКА МЕХАНИЧЕСКИХ ТОПОК

Растопка топок производится после проверки всех механизмов в процессе холодной обкатки. Растопка топок прямого хода на угле с выходом летучих 20 % и выше производится дровами. Слой угля толщиной 120—150 мм подают до второй зоны и накладывают сухих дров высотой около 300 мм, которые зажигают при естественной тяге. Разгоревшийся слой угля периодическим включением решетки передвигают на вторую дугевую зону. После установления устойчивого горения включаются дымосос и дутьевой вентилятор, пускается на малый ход решетка и топливо передвигается в 3-ю зону, куда дается и малое дутье. Те же операции осуществляются и для остальных зон. Постепенно, по мере разгорания топлива и прогрева котла, увеличивают скорость решетки, тягу и дутье. Топка переводится на нормальный режим работы. Розжиг антрацитов желателен производить на угле с выходом летучих больше 20 %. Для этого 1-я зона решетки покрывается слоем этого угля и дровами, разжигается, после чего на решетку постепенно подается антрацит и операции повторяются, как сказано выше. Производится переход на работу по данным режимной карты.

Перед растопкой топок с решетками обратного хода поверхность решеток покрывается слоем угля толщиной 30—40 мм. Поверх слоя

угля накладываются дрова, открываются дверцы для поддува и производится зажигание (без пуска вентилятора).

После прогорания дров древесный кокс следует расшуровать по решетке, закрыть дверцы для поддува, пустить вентилятор и дать слабое дутье под решетку. Затем включают забрасыватели, отрегулированные на небольшую производительность, открывают подачу воздуха на пневмозаброс и обеспечивают давление в коробе пневмораспределения — 0,39—0,49 кПа (40—50 мм в. ст.). По мере разгорания угля на решетке и прогрева котла увеличивают подачу топлива и воздуха.

Необходимо отрегулировать малую скорость движения решетки, тягу в топке 10—30 Па (1—3 мм в. ст.) и напор воздуха под решеткой 50—100 Па (5—10 мм в. ст.), затем увеличить давление до 200 Па (20 мм в. ст.) и наладить дальность заброса топлива на решетку. Если передняя часть решетки покрывается топливом больше, чем задняя, то следует увеличить частоту вращения ротора питателя. При наличии в задней части решетки плохо прогретых крупных кусков необходимо уменьшить дальность заброса топлива и отрегулировать процесс горения по режимной карте.

Остановка топок на короткое время производится в следующем порядке:

- 1) выключается подача угля;

- 2) останавливается решетка;

- 3) постепенно уменьшается подача воздуха до полного сгорания топлива на решетке, затем подача воздуха полностью закрывается;

- 4) останавливается вентилятор возврата уноса;

- 5) прикрывается шибер за котлом и останавливается дымосос.

При остановке на длительное время необходимо для решеток обратного хода дополнительно после охлаждения топki удалить шлак с решетки и очистить шлаковый бункер от шлака, а для решеток прямого хода дожечь оставшееся на решетке топливо при пониженной скорости движения полотна. Процесс этот растягивается с целью предохранения колосников от воздействия лучистого тепла топочной камеры.

Через 2—3 ч после очистки решетки от топлива, шлакового и золовых бункеров — от золы и шлака выключается вентилятор и дымосос. Прекращение подачи воды в отключаемые панели производится через 12 ч после окончания горения топлива при условии, что температура выходящей воды не должна превышать 50 °С.

При аварийной остановке котла необходимо прекратить подачу топлива на решетку, закрыть дутье и уменьшить тягу; сбросить горящий уголь с решетки и удалить его из шлакового бункера.

Глава 9

ПОДГОТОВКА И ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЙ ПУСК КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

9.1. ПРЕДПУСКОВОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ КОТЛОВ

Перед пуском котельной необходимо провести предпусковые работы, которые следует начать за 1,5—2 мес до пуска с тем, чтобы монтажная организация смогла устранить выявленные дефекты и недостатки.

В предпусковой период изучаются технические характеристики оборудования и узлов котлов, вид и способ сжигания топлива, параметры и распределение пара по потребителям.

Трубная часть котла. При обследовании необходимо провести следующие работы.

1. Изучить схемы всех контуров циркуляции.
2. По месту в каждом контуре проверить, чтобы соотношение площадей сечений опускаемых труб к подъемным было не менее 20—30 %. При меньших значениях следует потребовать от проектного института или завода-изготовителя подтверждение данных (расчетом циркуляции).

3. Проверить места врезок опускаемых труб в барабан, которые должны быть выполнены в самых нижних точках барабана с тем, чтобы при опускании уровня воды в опускаемые трубы не попадал пар. Слой воды над отверстиями опускаемых труб при низшем уровне по водомерному стеклу должен быть не менее 100 мм, высота его определяется расчетом циркуляции.

4. Проверить, чтобы угол наклона экранно-потолочных труб к горизонту был не менее 12° . В противном случае в этих трубах может происходить расслоение пароводяной смеси: в верхней части будет двигаться пар, в нижней — вода. Вследствие малой скорости воды в этих трубах отлагается шлам, способствующий пережогу труб.

5. Обследовать места расположения всех опускаемых труб. Эти трубы должны проходить по необогреваемой части котла. Опускаемые трубы должны быть проложены с достаточным уклоном и не иметь в верхней части горизонтальных участков и резких поворотов.

6. Убедиться в правильности ввода труб в барабан со всех циркуляционных контуров и разделения их по отсекам при многоступенчатом испарении.

7. В котлах Т-50-14 линия рециркуляции из барабана в экономайзер должна включаться только после ручной периодической подпитки котла. При постоянном питании линия рециркуляции должна быть надежно перекрыта. Проверить, чтобы на этой линии были установлены два запорных органа.

8. Проверить правильность монтажа экранных труб, особенно на угловых стыках экранов. Необходимо, чтобы трубы на стыках не перекрывали друг друга, так как в закрытой трубе от лучевосприимчивости из топки может нарушиться нормальная циркуляция.

9. Убедиться в правильности монтажа, плотности и надежности газовых перегородок, установленных по газовому тракту. Изменение конструкции, предусмотренной проектом, или неправильное выполнение перегородок может привести к повышению температуры и скорости газов на отдельных участках, что может также способствовать пережогу отдельных труб.

10. Изучить все трубопроводы в пределах котла, а также импульсные линии контрольно-измерительных приборов и автоматики, химического контроля, фосфатирования, линий периодической и непрерывной продувки, продувки пароперегревателя, аварийного слива, пожаротушения, трубопроводы обдувки котла и др. На котле не должно быть линий, назначение которой не знал бы наладчик котельных установок.

11. Изучить схему тепловых расширений элементов котла. Согласно схеме проверить опоры и выставить реперы.

Топка котла. Проверяют правильность монтажа топки в следующей последовательности.

1. Состояние обмуровки. При этом необходимо знать, из каких материалов произведена обмуровка, свойства и характеристику ее.

2. Натяжение экранных труб. Частой ошибкой монтажа является приварка к экранным трубам гребенок (полок), на которые ложится обмуровка. При работе котла вследствие термических удлине-

ний труб может произойти вырыв отверстий в экранных трубах в местах приварки.

3. Правильность выполнения амбразур. Материал амбразур и размеры должны точно соответствовать горелочным устройствам, применяемым для котла.

4. Соединение шлакового комода с топкой. При работе через щели соединений вокруг шахты в топку может поступать излишний воздух, что может привести к нарушению топочного режима.

5. Перевязку кладки шамотного и красного кирпича при тяжелой обмуровке в газомазутных топках, расстояние между слоями этой кладки должно быть 15—20 мм.

6. Состояние температурных швов по всему периметру пода топки и в угловых соединениях топочных стен. Швы должны быть забиты асбестовым шнуром и выполнены так, чтобы они не подвергались тепловому излучению горящего факела, в противном случае асбест выгорит, а швы заплывутся.

7. Проход экранных труб через стенки топки. Эти узлы должны быть выполнены так, чтобы трубы при термическом удлинении могли свободно удлиняться и не происходил подсос холодного воздуха в топку.

8. Каркас топки. Вертикальные колонны и горизонтальные несущие балки должны быть смонтированы так, чтобы при нагревании стен котла каркас не перегревался. При малой толщине стен (менее 500 мм) и неэкранированной топке между каркасом и обмуровкой расстояние (воздушная прослойка) должно быть не менее 50 мм.

Взрывные предохранительные клапаны. Все котлы с камерным сжиганием топлива (пылевидного, газообразного и жидкого), а также с шахтной топкой для сжигания торфа, опилок и стружек должны быть оборудованы взрывными клапанами, установленными в обмуровке топки, последнего газохода котла, экономайзера и золоуловителя. Взрывные клапаны устанавливают в котлах производительностью от 10 до 60 т/ч над топкой общей площадью сечения $0,2 \text{ м}^2$ и газоходами (не менее двух) площадью сечения $0,4 \text{ м}^2$. На котлах производительностью более 60 т/ч установка взрывных клапанов не обязательна, менее 10 т/ч — определяется по проекту.

Взрывные клапаны размещают так, чтобы при их срабатывании исключалась опасность травмирования обслуживающего персонала. При невозможности такой установки применяют отводные короба. Подъемные клапаны должны легко открываться и закрываться, гарельчатые следует прочистить с тем, чтобы при подъеме гарельки не штопорилась.

Сепарационные устройства выставляются в барабане котла на «прихватках» сваркой заводом-изготовителем. Отдельно выдается чертеж на проведение сварочных работ.

Эти устройства предназначены для отделения пара от пароводяной смеси. Отделение производится в две стадии: отделение пара от воды (грубая сепарация) и удаление из пара капельной влаги (тонкая сепарация).

При поступлении пароводяной смеси в паровой объем барабана производится гашение кинетической энергии струи при помощи установленных отбойных щитков или перегородок. Происходит грубое отделение пара от воды. В этом случае необходимо оставить только щели для прохода пара в паровой объем и щели для стока воды в водяной объем барабана. Остальные неплотности необходимо заварить сплошным швом.

Более тонкая сепарация осуществляется в жалюзийных сепараторах, установленных в потолочной части барабанов. Пар, проходя

через лабиринты жалюзи, освобождается от капельного уноса. Все остальные щели, через которые пар может пройти, минуя жалюзи, необходимо заварить плотным швом.

При подводе пароводяной смеси в водяной объем пар, отделившийся от воды, должен равномерно распределяться по зеркалу испарения через специальные водопогружные дырчатые щитки.

Потолочный дырчатый щит, устанавливаемый перед пароотборными трубами при выходе из барабана, предназначен для равномерного отбора пара по длине барабана.

К внутрибарабанным циклонам вся пароводяная смесь подводится тангенциально плотными коробами. Над циклонами устанавливают каплеуловители — шевронные козырьки или жалюзи для предупреждения попадания котловой воды в поток отсепарированного пара.

При многоступенчатом испарении необходимо, чтобы вода из чистого отсека в соленые попадала только через перепускные трубы, установленные в перегородках между отсеками.

Перегородки между отсеками должны быть плотно проварены сплошным швом по всему периметру примыкания их к барабану.

9.2. ПРОВЕРКА КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ (КИП), ПРИБОРОВ АВТОМАТИКИ И ЗАЩИТЫ КОТЛА

В предпусковой период персонал наладчиков по пуску котельных установок (вместе с начальником отдела КИП котельной) должен изучить проект по КИП, автоматике, защите и блокировке.

После ознакомления шеф-инженер по пуску котельных установок выдает заказчику ведомость на монтаж недостающих приборов, необходимых для проведения пусконаладочных работ. При этом необходимо руководствоваться следующими положениями.

1. На щите котла должны устанавливаться средства регулирования, средства управления и КИП.

Средства регулирования

- а) количества топлива, подаваемого в топку;
- б) количества воздуха, подаваемого дутьевыми вентиляторами;
- в) тяги;
- г) количества первичного воздуха, поступающего в мельницы при схемах с прямым вдуванием;
- д) температуры перегретого пара;
- е) количества питательной воды.

Средства управления

- а) главной паровой задвижкой;
- б) запорной питательной задвижкой, установленной перед блоком питания;

- в) вентилем продувки пароперегревателя;
- г) вентилем аварийного сброса воды из барабана;
- д) пуском и остановкой дутьевых вентиляторов;
- е) пуском и остановкой дымососов.

Постоянно показывающие КИП

- а) давление пара в паровом пространстве барабана;
- б) уровень воды в барабане;
- в) давление питательной воды до регулирующего органа;
- г) производительность котла;
- д) расход питательной воды;
- е) температуру перегретого пара;
- ж) разрежение в верхней части топки;
- з) температуру уходящих газов (за последней ступенью поверхности нагрева);

и) содержание O_2 или CO_2 (в газоходе с температурой газа не выше $600^\circ C$);

к) давление жидкого или газообразного топлива после регулирующего клапана.

Показывающие КИП, включающиеся с помощью переключающих устройств

- а) давление первичного воздуха в общем коробе;
- б) воздушное сопротивление воздухоподогревателя;
- в) разрежение перед золоуловителем;
- г) разрежение перед дымососом;
- д) расход воды на впрыскивающий парохладитель;
- е) температуру газов в конвективной шахте;
- ж) температуру пара до и после регулирующих устройств;
- з) ток электродвигателей дымососов, дутьевых вентиляторов, вентиляторов первичного воздуха, насосов, питателей пыли.

2. На основной площадке обслуживания должны устанавливаться средства регулирования и КИП котлов.

Средства регулирования

- а) количества первичного и вторичного воздуха, поступающего в каждую горелку, или количества воздуха, поступающего в каждую зону цепной решетки;
 - б) температуры воздуха при входе в воздухоподогреватель;
 - в) размеры непрерывной продувки.
- КИП котлов для измерения
- а) температуры газов перед воздухоподогревателем (для котлов, работающих на твердом топливе), а также температуры воздуха при входе и выходе из воздухоподогревателя;
 - б) давления газа перед горелкой за регулирующей задвижкой и в камере каждой горелки;
 - в) температуры пара на выходе из каждой ступени пароперегревателя;
 - г) температуры воды до и после экономайзера;
 - д) давления первичного и вторичного воздуха перед каждой горелкой;
 - е) давления и температуры мазута на каждом ответвлении к котлу;
 - ж) давления пара, идущего на распыление топлива;
 - з) температуры пыли в промежуточном бункере для взрывоопасных топлив;
 - и) давления воздуха в каждой зоне цепной решетки;
 - к) уровня воды в чистом отсеке барабана (одним верхним водоуказательным прибором — контрольным) и в каждом соленом отсеке (со ступенчатым испарением). Кроме того, каждый котел должен иметь 2 независимых сниженных уровня от чистого отсека.

3. Котлы производительностью 20 т/ч и выше должны оборудоваться самопишущими приборами для измерения:

- а) давления пара за перегревателем (перед дроссельным органом);
- б) расхода пара за первичным пароперегревателем;
- в) расхода питательной воды;
- г) температуры уходящих газов за последней поверхностью нагрева;
- д) температуры питательной воды;
- е) содержания O_2 или CO_2 в газоходе с температурой не выше $600^\circ C$;
- ж) уровня воды в барабане котла;
- з) солевого содержания перегретого пара котлов с парохладителями;
- и) расхода газа для каждого котла;

к) содержания питательной воды для котлов бесступенчатого испарения;

л) расхода мазута на котельную (если установлены форсунки, регулируемые сливом; счетчик устанавливается и на сливной линии). На котлах, у которых мазут является растопочным топливом, его расход учитывается по бакам. Котлы производительностью 110 т/ч и выше, использующие мазут как основное или резервное топливо, должны иметь счетчик мазута. Все самопишущие расходомеры должны иметь счетчики.

4. Котлы должны быть оборудованы следующими автоматическими регуляторами:

- а) питания;
- б) процесса горения и тяги;
- в) температуры пара после первичного (для котлов с температурой пара 400 °С и выше) и вторичного пароперегревателей;
- г) непрерывной продувки (для котлов 50 т/ч и выше с отдачей пара на производство).

5. Котлы должны иметь следующие защитные устройства:

а) при упуске воды из барабана — защиту от понижения уровня воды в котле ниже допустимой отметки, перекрывающую подачу топлива и останавливающую вспомогательное оборудование, т. е. останавливающую весь котел, кроме дымососа;

б) при превышении верхнего допустимого уровня воды в барабане — защиту от повышения уровня, открывающую вентили аварийного сброса воды из барабана; в случае дальнейшего повышения уровня защита должна остановить весь котел, кроме дымососа.

6. Котлы производительностью 50 т/ч и более, кроме указанных выше защит, должны иметь защитные устройства и блокировки.

Защитные устройства

а) при сбросе нагрузки — срабатывающие при повышении давления в котле, уменьшающие подачу топлива в топку; на котлах с молотковыми мельницами должна дополнительно уменьшаться подача первичного воздуха;

б) при забросе воды в пароперегреватель — действующие от понижения температуры пара в промежуточной точке пароперегревателя, снижающие подачу топлива и открывающие вентили на продувке пароперегревателя; при продолжающемся снижении температуры ниже допустимых пределов защита должна остановить котел, кроме дымососа;

в) при нарушении устойчивости факела на пылеугольных котлах — включающие мазутные форсунки; при погасании факела защита должна (с выдержкой во времени) автоматически отключить дутьевые вентиляторы с последующим действием блокировок, отключающих все вспомогательное оборудование, кроме дымососа;

г) при погасании факела, отключении всех дымососов или дутьевых вентиляторов — для котлов, работающих на газе или мазуте;

д) при понижении давления мазута — для котлов, работающих на мазуте;

е) при понижении или повышении давления газа — для котлов, работающих на газе.

Блокировки

а) при аварийном отключении дымососа должен отключиться дутьевой вентилятор, мельничный вентилятор, питатель пыли, питатели сырого топлива и мельницы; при сжигании мазута или газа должны закрываться регулирующие органы на трубопроводах, по которым подводится топливо к котлу;

б) при аварийном отключении дутьевого вентилятора должны

отключиться питатели пыли, мельничные вентиляторы, питатели сырого топлива, мельницы; при сжигании газа или мазута должна отключаться подача топлива;

в) при аварийном отключении обоих мельничных вентиляторов (в схеме с общим коллектором первичного воздуха) или одного из них, когда другой находится в ремонте, должны отключаться все питатели пыли, сырого топлива и мельницы; в схеме с отдельными коробами первичного воздуха или коробами, имеющими отдельную перегородку, при аварийном отключении одного мельничного вентилятора должна отключаться соответствующая линия питателей пыли, сырого топлива и мельница; при транспортировке пыли горячим воздухом питатели пыли при остановке мельничных вентиляторов не отключаются;

г) при отключении мельницы или мельничного вентилятора должен отключаться соответствующий питатель сырого топлива и закрываться шибер на подводе сушильного агента к мельнице;

д) при перегрузке молотковой или среднеходной мельницы должен отключаться питатель сырого топлива;

е) при остановке дымососа или вентилятора должна быть прекращена подача газа независимо от производительности котла.

7. Котлы должны иметь следующую сигнализацию, выведенную на щит котла:

а) предельно допустимых уровней воды в барабане;

б) снижения давления питательной воды;

в) ниже допустимой температуры перегретого пара;

г) высшей допустимой температуры перегретого пара (для котлов с температурой перегрева 540 °С и выше);

д) снижения давления газа в котельных, использующих его как основное топливо;

е) возможности возникновения пожара в хвостовых поверхностях нагрева;

ж) снижения температуры мазута в коллекторе;

з) срабатывания технологических защит.

9.3. ПРОВЕРКА И РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

В предпусковой период производится изучение и проверка правильности выполнения монтажа общей тепловой схемы. Изучение лучше всего производить с разбивкой ее на отдельные узловые схемы, которые необходимо выполнить на отдельных листах. При этом изучаются схемы питательных трубопроводов, паропроводов, конденсаторов, непрерывной и периодической продувки котлов, химической очистки воды, трубопроводов технической воды (охлаждение подшипников, подача воды на оросительные и смывные сопла шлаковых комодов), теплоснабжение отопительной системы и др. Изучение схем начинается с обследования оборудования, трубопроводов и арматуры по месту с проверкой их привязки по рабочим чертежам. При этом тщательно проверяются технические характеристики следующего оборудования и узлов: деаэраторов, редуциционно-охлаждающих установок (РОУ), подогревателей высокого давления (ПВД), подогревателей сетевой воды (ПСВ), сепараторов непрерывной продувки, расширителей дренажей, фильтров водоочистки, баков сбора конденсата, баков технической воды, резервуаров запасной воды и др.

Первоначальный пуск оборудования начинается с пуска первого котла и оборудования подготовки и подачи топлива как основного, так и резервного. Этот пуск является наиболее трудоемким, так как

в этот период устраняются все дефекты и недоделки и осваивается установленное оборудование.

Ввод котла в эксплуатацию начинается с проведения комплексного опробования. Этому периоду должны предшествовать операции, выполняемые в следующем порядке: гидравлическое испытание, сушка обмуровки, опробование работы оборудования, проверка плотности топки, газоходов, воздушного и пылевого трактов, щелочение и промывка котла, опробование котла на паровую плотность, продувка паропроводов.

Кроме того, до пуска котельной должны быть выполнены следующие работы:

- а) пущена и налажена химическая очистка воды;
- б) закончен монтаж и произведено опробование оборудования дистанционного управления соответствующей арматурой, шибером, а также всех средств регулирования, автоматики, тепловой защиты, блокировки и сигнализации;
- в) установлены все контрольно-измерительные приборы согласно проекту.

Для проверки работы котельных установок производятся соответствующие проверочные расчеты.

Тепловые схемы с водогрейными котлами бывают закрытой и открытой систем горячего водоснабжения.

При закрытой системе в тепловой сети циркулирует постоянно одна и та же вода. Часовая потеря ее из сети не превышает 2 % часового расхода сетевой воды.

При открытой системе горячую воду отбирают непосредственно из тепловой сети, потери ее намного увеличиваются. Для восполнения ее приходится сооружать водоподготовительную и деаэрационную установки большой производительности, а для выравнивания суточной неравномерности потребления горячей воды — устанавливать водяные баки-аккумуляторы.

На рис 9.1, а показана принципиальная схема котельной с водогрейными котлами. Вода, возвращаемая из тепловых сетей, а также от собственных нужд котельной и подогревателей 8 сетевым насосом 15, подается в водогрейный котел 1. Из котла горячая вода поступает к потребителям 14, насосу рециркуляции 2, подогревателю 8, вакуумному деаэратору 3, а также на собственные нужды (мазутное хозяйство, обмывку поверхностей нагрева и др.) Ввиду отсутствия пара деаэрация осуществляется с помощью вакуума.

Для отсоса газов (создания вакуума) применены водяной эжектор 5, насос 6 и бак 7, в котором находится вода. В деаэраторе подогрев поступающей воды осуществляется горячей водой из котла до температуры 70 °С, чему соответствует давление 0,032 МПа (0,32 кгс/см²). Охлажденная в деаэраторе до 70—75 °С сетевая вода поступает в подогреватель сырой воды 8, установленный перед химической очисткой воды 9, который подогревает сырую воду до температуры не ниже 20 °С для предотвращения конденсации на трубопроводах и оборудовании.

Сетевая вода от собственных нужд, а также подпиточная из деаэратора через подогреватель 10 и насос 11 поступает в трубопровод, идущий к сетевому насосу 15. Для поддержания постоянной температуры горячей воды за котлом и снижения температуры воды, поступающей в тепловые сети, используется клапан 16. Выпар деаэратора используется в теплообменнике 4.

При открытой системе теплоснабжения добавочное количество воды насосом 11 подается в бак-аккумулятор 12, а из него специальным насосом 13 — в трубопровод, идущий к сетевому насосу 15.

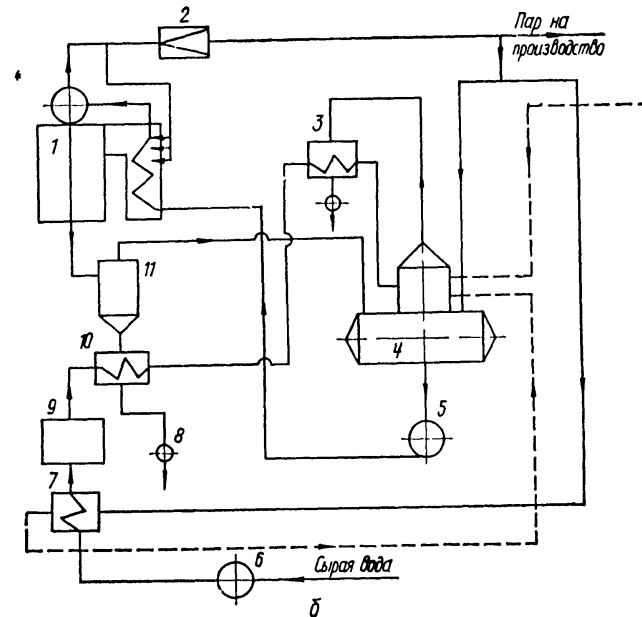
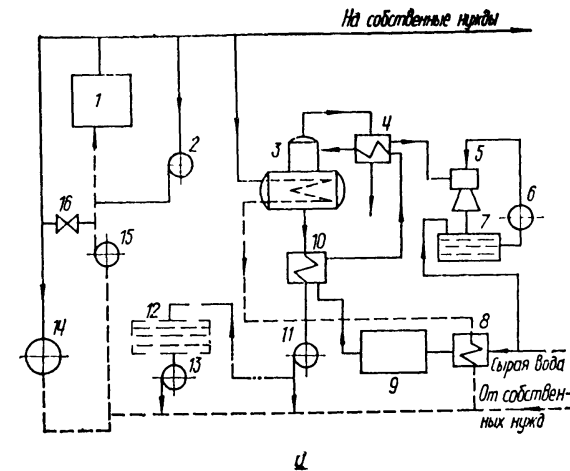


Рис. 9.1. Расчетная тепловая схема котельной с водогрейными (а) и паровыми (б) котлами

Пример 9.1. Произвести выбор стальных водогрейных котлов для закрытой схемы теплоснабжения (рис. 9.1, а) при следующих исходных данных:

общее количество теплоты, которое должно поступать к потребителям, $Q_{об} = 544,7 \cdot 10^6$ кДж/ч (130 Гкал); потери на подпитку теплосети $\beta = 1,5\%$; потери на собственные нужды котельной $K_k = 1\%$ общего расхода воды; температура воды в подающем трубопроводе $t = 150^\circ\text{C}$, обратном — $t_2 = 70^\circ\text{C}$.

1. Количество воды, поступающей к потребителю, т/ч,

$$D = \frac{Q_{об} 10^6}{c (t_1 - t_2) 10^3} = \frac{544,7 \cdot 10^6}{4,19 (150 - 70) \cdot 10^3} = 1625.$$

2. Потери воды в тепловых сетях, т/ч,

$$\Delta D_c = D\beta = 1625 \cdot 0,015 = 24$$

3. Расход воды, поступающей из обратной магистрали, т/ч,

$$D_{обр} = D - \Delta D_c = 1625 - 24 = 1601.$$

4. Потери воды на собственные нужды котельной, т/ч,

$$\Delta D_k = DK_k = 1625 \cdot 0,01 = 16,25.$$

5. Производительность химической очистки воды, т/ч,

$$D_{ХВО} = \Delta D_c + \Delta D_k = 24 + 16,25 = 40.$$

6. Количество сырой воды, поступающей в теплообменник 8 и далее на очистку, т/ч,

$$D_{с. в} = D_{ХВО} K_{ХВО} = 40 \cdot 1,15 = 46,$$

$K_{ХВО} = 1,15$ — коэффициент на разливы и регенерацию фильтров в отделении химводоочистки.

7. Количество теплоты для подогрева сырой воды, кДж/ч,

$$Q' = D_{с. в} c (t'_2 - t'_1) = 46 \cdot 4,19 \cdot 10^3 (25 - 5) = 3855 \cdot 10^3.$$

8. Расход горячей воды из котлов для подогрева сырой воды в теплообменнике 8, т/ч,

$$D_1 = \frac{Q'}{c (t_2'' - t_2') \gamma_T} = \frac{3855 \cdot 10^3}{4,19 (75 - 25) 0,98} = 18,7.$$

9. Расход теплоты, кДж/ч, для деаэрации воды, поступающей в тепловые сети, до 70°C :

$$Q_d = D_{ХВО} (t_d - t) C = 40 \cdot 10^3 (70 - 25) 4,19 = 754 \cdot 10^4.$$

10. Расход горячей воды из котлов, т/ч, для подогрева деаэрированной воды:

$$D_2 = \frac{Q_d}{c (t_2 - t_1) \eta} = \frac{754 \cdot 10^4}{4,19 (150 - 70) 0,98} = 23.$$

11. Количество воды выпара, т/ч, из деаэратора:

$$D_{вып} = D_{ХВО} d = 40 \cdot 0,002 = 0,08,$$

где $d = 0,002$ — удельный расход выпара по 1 т деаэрируемой воды.

12. Количество теплоты выпара, кДж/ч,

$$Q_{вып} = D_{вып} (i'' - i') = 80 (2625 - 289) = 186,8 \cdot 10^3,$$

где i'' и i' — энтальпия пара и воды при давлении в деаэраторе $0,3$ кгс/см².

Суммарное количество горячей воды, т/ч, на выходе из котлов:

$$\Sigma D = D + \Delta D_c + \Delta D_k + D_1 + D_2 = 1625 + 24 + 16,25 + 18,7 + 23 = 1707.$$

Принимаем к установке три водогрейных котла типа КВ-ГМ-50.

Тепловые схемы с паровыми котлами (рис. 9.1, б). Пар, вырабатываемый котлами 1, рабочим давлением 1,4 МПа (14 кгс/см²) поступает в главный паропровод и редукционным клапаном 2 снижается до требуемого давления 0,7 МПа (7 кгс/см²), затем подается потребителю, а также используется для нагрева исходной воды в подогревателе 7. Конденсат от потребителя (80 %) возвращается в деаэратор 4.

Исходная вода температурой 5°C (зимой) насосом 6 подается в подогреватель 7, где нагревается до температуры 25°C , поступает на химическую очистку 9, а затем в теплообменнике 10 нагревается до 36°C , в охладителе выпара 3 догревается до 39°C и поступает в деаэратор 4.

В сепараторе непрерывной продувки 11 за счет снижения давления с 0,7 МПа (7 кгс/см²) до 0,17 МПа (1,7 кгс/см²) выделяется пар вторичного вскипания, который направляется в деаэратор, а отсепарированная вода охлаждается до 40°C в водоводяном теплообменнике 10, после чего сбрасывается в барботер 8, а из последнего — в дренаж. В деаэраторе конденсат и добавочная вода подогреваются до температуры $104-105^\circ\text{C}$ паром, поступающим из главного паропровода, и паром, полученным в сепараторе непрерывной продувки.

Вода из деаэратора насосом 5 подается в экономайзеры котлов.

Пример 9.2. Котельная оборудована четырьмя котлами типа Е-10-14Р, работающими с давлением 1,4 МПа (14 кгс/см²) (абс) и температурой насыщенного пара 194°C (рис. 9.1, б); к потребителю пар поступает давлением 7 кгс/см², конденсат (80 %) температурой 90°C возвращается в деаэратор;

непрерывная продувка котлов 5 %; потери пара на собственные нужды 5 % от общего расхода; давление пара в сепараторе непрерывной продувки 1,6 кгс/см², в деаэраторе — 1,20 кгс/см².

Определить количество пара, поступающего к потребителю.

1. Номинальная производительность котельной, т/ч,

$$D_n = D \cdot n = 10 \cdot 4 = 40.$$

2. Расход воды на непрерывную продувку котлов, т/ч,

$$D_{пр} = D_n q / 100 = 40 \cdot 5 / 100 = 2.$$

3. Количество конденсата, возвращаемого в котельную, т/ч,

$$D_k = D_n 80 / 100 = 40 \cdot 80 / 100 = 32.$$

4. Количество воды, которое необходимо добавлять для питания котлов, т/ч,

$$D_n = (D_n - D_k) + D_{пр} = (40 - 32) + 2 = 10.$$

5. Количество пара, т/ч, отсепарированного в сепараторе непрерывной продувки:

$$D_{с. п} = D_{пр} (i''_в - i'_в) / (i''_п - i'_п) = 2 (194 - 111,8) / (644,5 - 111,8) = 0,3,$$

где $i'_в$ и $i''_в$ — энтальпия воды при давлении 14 и 1,6 кгс/см², $i'_п$ — энтальпия пара при давлении 1,6 кгс/см².

6. Количество воды, т/ч, от непрерывной продувки, уходящее в канализацию после охлаждения ее в теплообменнике 10,

$$D_k = D_{пр} - D_{сп} = 2 - 0,3 = 1,7.$$

7. Количество воды, т/ч, поступающее в деаэрактор, с учетом восполнения непрерывной продувки:

$$D_d = D_n + D_k = 40 + 1,7 = 41,7.$$

8. Количество воды выпара из деаэрактора, т/ч,

$$D_{вып} = D_d \cdot 0,002 = 41,7 \cdot 0,002 = 0,083.$$

9. Количество воды, т/ч, которое необходимо подать на химическую очистку, с учетом собственных нужд ($q_x = 10\%$),

$$D_{хво} = \left(1 + \frac{q_x}{100}\right) D_n = \left(1 + \frac{10}{100}\right) 40 = 44.$$

10. Расход пара, т/ч, для подогрева исходной воды в теплообменнике 7

$$D_{исх} = D_{хво} \frac{i''_7 - i'_7}{i''_{10} - i'_{10}} = \frac{44 (30 - 6)}{659,7 - 165,7} = 0,55,$$

где i'_7 и i''_7 — энтальпия исходной воды при входе и выходе из теплообменника; i'_{10} и i''_{10} — энтальпия насыщенного пара и воды при давлении 7 кгс/см².

11. Количество конденсата, поступающего из теплообменника в деаэрактор, принимаем равным расходу пара: $D_k = 0,55$ т/ч.

12. Энтальпия, ккал/кг, химически очищенной воды после теплообменника принимаем численно равными их температурам:

$$i''_{10} = i'_{10} + \frac{D_{пр}}{D_{хво}} (i'_{1,6} - i'_p) = 30 + \frac{1,7}{44} (114,7 - 40) = 41,5,$$

где i'_{10} и i''_{10} — энтальпия воды при выходе и входе в теплообменник 10; $i'_{1,6}$ — энтальпия продувочной воды при давлении 1,6 кгс/см²; i'_p — энтальпия воды, сбрасываемая в расширитель, принимается равной ее температуре, т. е. 40 °С.

13. Энтальпия воды, ккал/кг, после нагрева ее в теплообменнике 3, за счет охлаждения выпара:

$$i''_3 = i'_3 + \frac{D_{вып}}{D_{хво}} (i'_{1,2} - i''_{1,2}) = 41,5 + \frac{0,083}{44} (640,7 - 104,3) = 45,5,$$

где i'_3 — энтальпия воды при выходе и входе в теплообменник 3 (равны их температурам); $i'_{1,2}$ и $i''_{1,2}$ — энтальпии пара и конденсата при давлении 1,2 кгс/см².

14. Средняя энтальпия, ккал/кг, смеси потоков, поступивших в деаэрактор,

$$i_{см} = \frac{(D_k i_k + D_{хво} i''_3 + D_k i''_7)}{(D_k + D_{хво} + D_k)} = \frac{32 \cdot 90 + 11 \cdot 45,5 + 0,55 \cdot 165,7}{32 + 11 + 0,55} = 80.$$

15. Расход пара, т/ч, давлением 7 кгс/см² на подогрев воды в деаэракторе

$$D_{п.д} = \frac{(D_k + D_{хво} + D_k) (i'_{1,2} - i'_d)}{(i''_7 - i'_{1,2})} = \frac{(32 + 11 + 0,55) (104,3 - 80)}{(659,9 - 104,4)} = 1,91,$$

где i''_7 , $i'_{1,2}$ — энтальпия пара при давлении соответственно 7 и 1,2 кгс/см²; i'_d — средняя энтальпия водяных потоков, поступающих в деаэрактор.

16. Количество пара, т/ч, расходуемое на собственные нужды котельной (обдувку поверхностей нагрева, паровые насосы и др.),

$$D_{соб} = 0,01 q_c D_n = 0,01 \cdot 5 \cdot 40 = 2.$$

17. Количество пара, т/ч, поступающее потребителю,

$$D = D_n - D_{п.д} - D_{соб} - D_{исх} - D_{вып} + D_{сп1,6}/i_7 = 40 - 1,91 - 2 - 0,55 - 0,083 + 0,3 \cdot 640,7/659,7 = 35,748, \text{ или } 35,748/40 \cdot 100 = 90\%$$

9.4. ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ КОТЛОВ

После окончания всех монтажных работ по котлу производится внутренний осмотр его, а затем гидравлическое испытание. Первичное освидетельствование (осмотр) производится инспектором Госгортехнадзора СССР в присутствии руководящего персонала от монтажной организации. При осмотре проверяется отсутствие выпучин, трещин, коррозии поверхностей, плотность сварных и вальцовочных соединений, соответствие изготовления всех узлов котла правилам Госгортехнадзора СССР. После осмотра составляется соответствующий акт. Для внутреннего осмотра и гидравлического испытания все места сварных соединений должны быть без обмуровки. Барабаны котла, коллекторы и сварные соединения трубопроводов изолируются после гидравлического испытания и представления котла инспектору Госгортехнадзора СССР.

До гидравлического испытания должна быть установлена вся арматура на продувочных и питательных линиях. Лапы барабанов, лючки на камерах, вентили на дренажных линиях, линии фосфатирования, линии аварийного сброса воды из барабана должны быть закрыты; заглушки на коллекторах должны быть заварены, предохранительные клапаны заклинены. Устанавливаются манометры: один на барабане, другой у гидропресса.

Перед заполнением котла водой открываются воздушники. Котел заполняется технической или химически очищенной водой температурой выше температуры в помещении (во избежание запотевания стенок). После заполнения котла водой закрывают воздушники и приступают к подъему давления согласно нормам (табл. 9.1).

Давление механическим насосом поднимают до пробного и при этом давление котел выдерживается в течение 5 мин. Затем давление снижают до рабочего и приступают к осмотру всех сварных соединений. Места, где появились течи, отмечают мелом. После спуска воды эти места заваривают, затем вновь производят гидравлическое испытание.

Котел считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в нем не обнаружено течей, потения и «слез» в сварных соединениях и на основном металле; признаков разрыва; остаточных деформаций труб.

9.1. Нормы пробного давления при гидравлическом испытании котлов, пароперегревателей, экономайзеров и их элементов

Оборудование	Пробное давление
Паровой котел рабочим давлением:	
$P < 0,5 \text{ МПа (5 кгс/см}^2\text{)}$	$1,5 P$, но не менее $0,2 \text{ МПа (2 кгс/см}^2\text{)}$
$P > 0,5 \text{ МПа (5 кгс/см}^2\text{)}$	$1,25 P$, но не более $(P + 0,3) \text{ МПа}$ или $(P + 3) \text{ кгс/см}^2$
Пароперегреватель*	Такое же, как и пробное давление котла
Отключаемый экономайзер*	$1,25 P + 0,3 \text{ МПа (1,25 P + 3 кгс/см}^2\text{)}$
Водогрейный котел*	$1,25 P$, но не менее $(P + 0,3) \text{ МПа}$ или $(P + 3) \text{ кгс/см}^2$

* Независимо от давления.

На проведенное гидравлическое испытание инспектор Госгортехнадзора СССР составляет акт, который прилагается к паспорту котла.

9.5. СУШКА ОБМУРОВКИ

Сушка обмуровки обычно совмещается с процессом ввода в котел реагентов для щелочения. Перед началом ее проверяется состояние топки, газоходов и удаляются строительные леса, подвески, ящики и

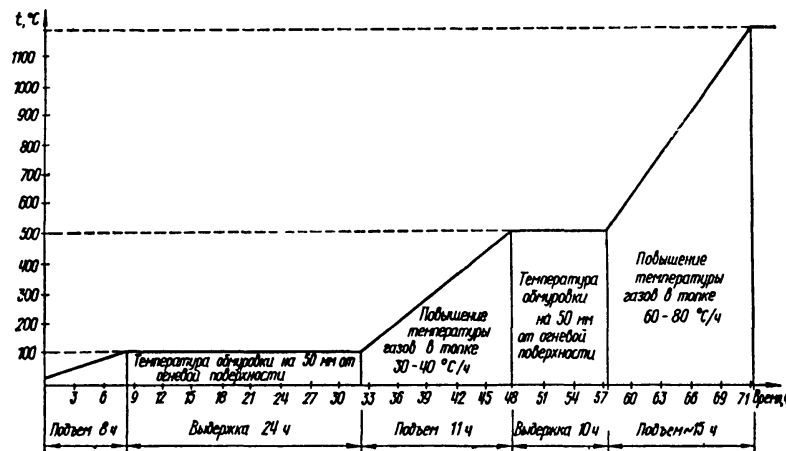


Рис. 9.2. График сушки обмуровки котлов

другие посторонние предметы. Сушка обмуровки может начинаться только через трое суток после укладки бетонов, состоящих из глинозема, цемента и жидкого стекла и через семь суток для растворов, в состав которых входит портландцемент. После окончания обмуровки открываются все люки, лазы и кладка сушится в естественных условиях не менее 5 сут. Затем котел заполняют водой. Сушка начинается на дровах, которые раскладываются на поду топки или в шлаковой воронке, на специально устроенной решетке. Заканчивается сушка на топливе, которое будет применяться при эксплуатации котла.

Рекомендуется следующий режим сушки.

1. Медленный подъем температуры газов в топке до $100-110 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение 4—8 ч.
2. Сушка обмуровки при установившейся температуре (выдержка) $100-110 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение 24 ч.
3. Подъем температуры газовой среды в топке до $500-550 \text{ }^{\circ}\text{C}$, со скоростью $30-40 \text{ }^{\circ}\text{C/ч}$.
4. Выдержка обмуровки при $500-550 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение 8—10 ч.
5. Повышение температуры со скоростью $60-80 \text{ }^{\circ}\text{C/ч}$ до рабочей. Температура обмуровки контролируется термометрами, заложенными в нее на глубину 40—50 мм от огневой поверхности. Сушка производится по предварительно составленному графику (рис. 9.2).

9.6. ОПРОБОВАНИЕ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

Опробование производится для выявления дефектов сборки и монтажа только после сушки и отдельной проверки работы электродвигателей без соединения их с агрегатами.

Перед первым пуском необходимо:

- а) сделать ревизию и промыть керосином подшипники и редукторы;
- б) заполнить подшипники и картеры редукторов масляной смазкой согласно инструкциям заводов-изготовителей, поставляющих оборудование (уровень жидкого масла в подшипниках качения должен доходить до центра нижнего шарика или ролика, при густой смазке подшипник заполняется на $1/3-2/3$ свободного пространства);
- в) произвести промывку центральной системы смазки смесью, состоящей из 50 % легкого минерального масла (веретенное или турбинное) и 50 % керосина, с отключенными смазываемыми точками в течение 12 ч при включенных в течение 2 ч;
- г) проверить состояние водяного охлаждения и готовность всей схемы подачи и отвода воды;
- д) убедиться в готовности устройства аварийной остановки механизма на случай необходимости срочного выключения его (кнопка для остановки должна находиться в непосредственной близости от оборудования);
- е) проверить отсутствие посторонних предметов внутри оборудования, плотность посадки роторов, зазоры между корпусами и вращающимися элементами; состояние крепления оборудования к установочным рамам и фундаментам, правильность установки компенсаторов, коробов, течек; все шиберы на полноту открытия и закрытия, наличие меток положения заслонок.

Обкатка оборудования производится монтажной организацией под непосредственным руководством ответственного лица (мастера, прораба) в присутствии представителя наладочной организации и заказчика. На обкатку каждого оборудования составляется соответствующий акт.

Опробование вентиляторов и дымососов производится первоначально при закрытых венцах и шиберы. Первое включение «толчок» производится одновременно на 0,5—1 мин для выяснения отсутствия вибрации, задевания ротора о кожух, попадания посторонних предметов, а также для определения направления вращения.

При отсутствии ненормальных производятся вторичный пуск и в течение 0,5 ч проверяется работа механизма. Затем агрегат постепенно нагружается открытием шиберов. При этом определяется температура подшипников, вибрация, состояние кожухов. При нормаль-

ной работе вентилятор (дымосос) оставляют под нагрузкой на обкатку в течение 8 ч при постоянном наблюдении.

При работе под нагрузкой температура вкладышей подшипников не должна превышать 65 °С. Обкатка шаровых барабанных мельниц производится первоначально без шаров. Перед пуском производится обтяжка всех болтовых соединений, очищается мельница от мусора, проверяются фундаментные болты, водяное охлаждение, закрываются люки.

Соединение мельницы с электродвигателем производится только после предварительной прокрутки его и испытания масляной системы в течение 6—8 ч. Первый пуск мельницы также производится временно. При отсутствии ненормальностей ее запускают на 8 ч и проверяют работу зубчатого зацепления подшипников и редуктора. Эти узлы должны работать без стука и сильного шума. Наблюдают за работой масляного хозяйства водяного охлаждения и температурой подшипников (должна быть не выше 60 °С).

Затем мельницу останавливают и обследуют все ее узлы. Производится повторная обтяжка болтов, крепящих броневые плиты, вскрываются и проверяются подшипники. После проведения этих работ мельница запускается на длительную обкатку в течение 24 ч. По истечении этого периода мельницу останавливают и загружают шарами в 3 приема (по 33,3 % их массы). После каждой загрузки производится прокрутка в течение 10 мин. Общее испытание мельницы с шарами производится при комплексном опробовании котла.

Перед обкаткой молотковых мельниц производится предварительный их осмотр с целью установления правильности монтажа.

Первоначальным кратковременным включением определяется отсутствие задевания бил о кожух, направление вращения ротора, правильность центровки валов мельницы и электродвигателя. Повторным включением мельница ставится на обкатку в течение 6—8 ч. При этом проверяется вибрация, плотность кожуха, температура подшипников (допустима до 65 °С), воздушное уплотнение уплотнительных коробок, водяное охлаждение вала.

Опробование питателей сырого топлива и питателей пыли производится после полной их ревизии. При этом проверяется правильность сборки и монтажа их. Перед обкаткой перекрываются шиберы подачи топлива. Пуск производится также кратковременно и на холостом ходу. При вторичном включении питатель ставится на обкатку. При этом производится опробование работы на разных допустимых скоростях с определением силы тока по амперметрам, проверки устройств по регулированию количества подачи топлива.

Продолжительность обкатки питателей составляет 6—8 ч.

Опробование регенеративных (вращающихся) воздухоподогревателей производится 8 ч. Процесс опробования аналогичен изложенному выше. При вторичном включении в начальный период его проверяется правильность зацепления венца с цевочным колесом, отсутствие вибрации и толчков, плавность вращения ротора, работа подшипников. После обкатки производится осмотр и регулирование радиальных и периферических уплотнений.

9.7. ПРОВЕРКА ПЛОТНОСТИ ТОПКИ, ГАЗОПРОВОДОВ, ВОЗДУХОВОДОВ И ПЫЛЕСИСТЕМЫ

Целью проверки плотности является выявление мест, через которые может происходить подсос или выбивание газовой или пылевоздушной среды. Проверка плотности производится в период прокрутки вспомогательного оборудования. При этом горящим факелом прове-

ряется тракт, находящийся под разрежением: топка, газоходы и пылепроводы. Пламя будет затягиваться в места, где имеются неплотности. При проверке следует обратить внимание на соединение топки со шлаковым комодом. Оно должно быть выполнено так, чтобы при опускании нижней части топки (при нагревании) обеспечивался плотный затвор. Для создания непроницаемости к нижней раме топки приваривают по периметру пластины (ножи), входящие при опускании в специальное корыто с песком или водой.

Кроме того, проверяют сочленение нижних наклонных стенок топок с вертикальными. Обычно эти места засыпают асбестовой засыпкой. Плотность их должна быть проверена до проведения засыпки.

Следует обратить внимание на место обмуровки вокруг барабанов, возле прохода труб через стены, на стыки блоков. Проверяют сварочные швы газо- и воздухопроводов, фланцевые соединения в местах установки шиберов, лазов и люков, а также места установки компенсаторов.

Воздушный тракт и пылепроводы проверяются под давлением. Наиболее вероятные места выбивания бывают в соединениях мельниц с гравитационной шахтой, во фланцевых соединениях заслонок, при соединениях пылепроводов к горелкам.

9.8. ЩЕЛОЧЕНИЕ КОТЛОВ

Щелочение котла применяется для очистки внутренних поверхностей от ржавчины, окалины, масляных загрязнений.

По характеру и степени загрязнений новые котлы делятся на две группы: 1) у которых срок от изготовления до монтажа 1 год; 2) которые длительное время находились на открытых складах.

Для котлов первой группы допускается проведение парового и комплексного опробования сразу после щелочения без остановки на промывку, но с обязательной ревизией барабанов и нижних коллекторов после 10—15 дней эксплуатации. В этом случае после щелочения качество котловой воды доводится до нормы.

При щелочении котлов второй группы их необходимо перед паровым опробованием останавливать и вскрывать для ревизии арматуры, чистки коллекторов и барабанов.

Сепарационные устройства при щелочении котлов первой группы полностью привариваются согласно проектным данным, котлов второй группы — только устанавливаются на «прихватках», чтобы при остановке котла вынуть их для промывки и осмотра барабана.

До начала щелочения необходимо промыть все узлы и вспомогательное оборудование, через которые может попадать грязь в питательный тракт при работе после щелочения: деаэрационные, конденсатные и запасные баки, питательные трубопроводы. Котел промывается двукратным опорожнением воды.

Необходимое количество реагентов готовится, исходя из следующих норм, приведенных в табл. 9.2. Котел заполняется водой ниже vizшей отметки и вводятся реагенты крепостью не выше 20 %.

Ввод реагентов следует производить в период сушки котла

После подачи реагентов в котле постепенно поднимают давление до 0,3—0,4 МПа (3—4 кгс/см²), поддерживая все время средний уровень воды в барабане. При 0,3 МПа (3 кгс/см²) производится выдержка (первая фаза щелочения) в течение 10 ч. Для создания циркуляции в котле расход пара поддерживается 4—5 % от номинальной производительности. Пар стравливается через продувку пароперегревателя. В этот период производится подтяжка болтовых соединений. Необходимо строго следить за тем, чтобы щелочная вода не попала в паропере-

9.2. Расход реагентов на 1 м³ водяного объема котла на щелочение, кг

Реагент	Расход, кг/м³, для котлов группы	
	первой	второй
Едкий натрий NaOH*	2,5—3	4,5—6
(100 % содержание продукта) Тринатрийфосфат Na ₃ PO ₄ · 12H ₂ O	2,5—3	4—5

* При отсутствии NaOH можно применять кальцинированную соду Na₂CO₃ с коэффициентом 1,5 по массе.

греватель, так как это может привести к выходу его из строя. По окончании первой фазы для удаления части загрязнений производится продувка нижних точек и подпитка котла. Вторая фаза щелочения производится при давлении 1,0—1,5 МПа (10—15 кгс/см²), а для котлов с давлением до 2 МПа (20 кгс/см²) — при 0,5—1,0 МПа (5—10 кгс/см²). Для усиления циркуляции увеличивается расход пара до 10 %. Третья фаза происходит при давлении 75 % рабочего, для котлов с давлением до 1,3 МПа (13 кгс/см²) — при повышенном давлении, доходящем до 100 %. В конце третьей фазы начинается усиленная замена котловой воды путем интенсивных продувок нижних точек с доведением щелочности до эксплуатационных норм.

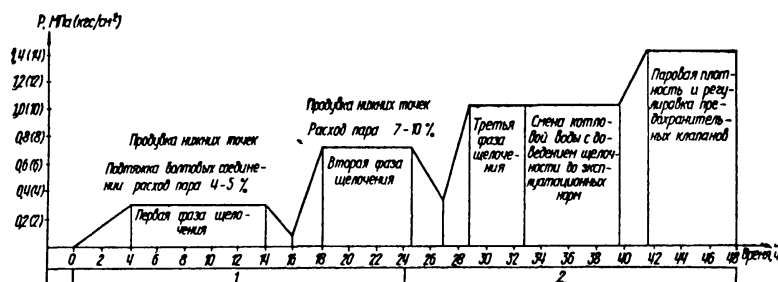


Рис. 9.3. График щелочения паровых котлов

Подпитка котла на протяжении всего периода щелочения производится через экономайзер. Вентили, установленные на продувочных линиях, при открытии могут забиваться шламом. Для предотвращения этого перед щелочением необходимо произвести врезку в продувочную линию напорного трубопровода.

Щелочение производится по заранее составленному графику руководителем наладочной бригады и утвержденному ответственным лицом от заказчика (обычно главным инженером) (рис. 9.3).

Химическая лаборатория при щелочении через каждые 2 ч отбирает пробы на щелочность котловой воды и пара. Кроме того, контролируется содержание фосфатов в котловой воде.

По окончании щелочения котел вскрывается, производится промывка барабана и коллекторов, а также делается ревизия арматуры

контура щелочения. Разрыв между окончанием щелочения и пуском не должен превышать 10 дней, в противном случае щелочение необходимо повторить.

Показателями хорошего щелочения являются отсутствие пленок ржавчины, полное осветление воды после 48 ч работы котла и отсутствие забивания дренажей после 8 сут работы котла с нагрузкой.

После очистки и промывки коллекторов котел заполняют питательной водой и проводят гидравлическое испытание. В этот период целесообразно произвести подрегулировку предохранительных клапанов на воде с тем, чтобы потом при регулировании их при проверке на паровую плотность этот процесс ускорить.

9.9. ОПРОБОВАНИЕ КОТЛОВ НА ПАРОВУЮ ПЛОТНОСТЬ И ПРОДУВКА ПАРОПРОВОДОВ

Проверка на паровую плотность производится после очистки и промывки котла, прошедшего щелочение, и предназначается для проверки плотности элементов, трубопроводов и арматуры при рабочем давлении, а также для регулировки предохранительных клапанов.

Растопка котла производится в соответствии с ПТЭ. Обычно после этого пуска котел уже не останавливается, а после последующей продувки паропровода включается в сеть для комплексного опробования и дальнейшей эксплуатации.

Эксплуатация котла, начиная с включения его в главный паропровод (комплексное опробование), должна быть разрешена инспектором Госгортехнадзора СССР с записью в котловую книгу на основании проверки во время парового опробования. К этому времени заказчиком должны быть подготовлены и вывешены на видных местах все инструкции по обслуживанию котельного оборудования и оперативные схемы трубопроводов, заготовлены вахтенные журналы, обслуживающему персоналу выданы на руки производственные инструкции. До начала растопки должно быть смонтировано аварийное освещение, включающееся от местных источников при внезапном отключении электроэнергии. До испытания аварийного освещения котел не должен растапливаться.

Перед растопкой составляется схема расположения реперов контроля за удлинением элементов котла при нагревании. Проверяется конструкция предохранительных клапанов и их установка. Необходимо убедиться в отсутствии заглушек на присоединительных фланцах.

Собирается схема питания котла. Котел заполняется водой температурой не выше 70 °С.

Растопка котла производится включением симметрично расположенных горелок. Обогрев всех элементов должен производиться равномерно. Подъем давления в барабане регулируется изменением расхода пара через продувку пароперегревателя, скорость растопки ведется согласно местной инструкции. При этом необходимо следить за температурой пара на выходе из пароперегревателя, которая не должна превышать допустимой. При давлении 0,3—0,4 МПа (3—4 кгс/см²) производится первая продувка нижних точек, а затем она повторяется через каждый час. Частота продувок согласовывается с химической лабораторией. Длительность продувки одной точки должна быть не более 40—50 с, одновременная продувка нескольких точек не допускается.

В этот период производится контроль за тепловым расширением элементов котла. Записи производятся через каждый час. Значения тепловых расширений должны быть указаны в проекте. При отсутствии

этих данных размер удлинения, мм, можно рассчитать по формуле $\Delta l = 0,012lt$, где l — длина нагреваемого участка, м; t — температура среды в элементе, °С.

При обнаружении неравномерности в расширении или торможения каких-либо элементов дальнейший подъем давления следует прекратить до выяснения и устранения неисправности.

При достижении рабочего давления производится проверка паровой плотности элементов котла путем внешнего осмотра, при этом проверяется:

- а) плотность трубных элементов котла (экранов, коллекторов, трубопроводов в пределах котла);
- б) отсутствие разрывов и свищей на стыках труб и в местах присоединения их к коллекторам, барабану;
- в) плотность всех фланцевых соединений и сальников арматуры;
- г) состояние барабанов, водоуказательных приборов, штуцеров;
- д) плотность закрытия всех вентилей в пределах котла;
- е) плотность импульсных линий и арматуры КИП.

После проверки состояния плотности котла приступают к регулировке предохранительных клапанов. Эта работа производится монтажной организацией в присутствии ответственного лица от заказчика под техническим руководством специалистов наладочной организации. Приборы автоматики питания обычно находятся в процессе наладки, поэтому котел работает на ручном управлении, при этом следует наблюдать за уровнем воды в барабане, для чего назначается рабочий (водосмотр) и налаживается переговорная связь.

При срабатывании предохранительного клапана уровень воды в барабане подтягивается вверх, а при закрытии — быстро падает. Необходимо оперативно и своевременно производить подпитку котла. Посторонние лица должны быть удалены с мест обслуживания. Предохранительные клапаны регулируются на определенное давление (табл. 9.3) в порядке их срабатывания. Сначала регулировка производится для клапанов, установленных на коллекторе пароперегревателя, а потом — на барабане котла. Регулируются сначала контрольные клапаны, а затем рабочие. При регулировке рычажных клапанов груз перемещается к клапану до тех пор, пока не произойдет срабатывание. В результате выхода пара давление падает. Отмечается, в каком положении был груз, и вновь поднимается давление и так до тех

9.3. Нормы регулировки предохранительных клапанов на паровых котлах и пароперегревателях

Избыточное давление, МПа (кгс/см²)	Давление начала открытия предохранительного клапана	
	контрольного	рабочего
До 1,3 (13)	$(P_{\text{раб}} + 0,02) \text{ МПа},$ $(P_{\text{раб}} + 0,2) \text{ кгс/см}^2$	$(P_{\text{раб}} + 0,03) \text{ МПа},$ $(P_{\text{раб}} + 0,3) \text{ кгс/см}^2$
От 1,3 до 6 (13 до 60)	$1,03 P_{\text{раб}}$	$1,05 P_{\text{раб}}$
От 6 до 14 (60 до 140)	$1,05 P_{\text{раб}}$	$1,08 P_{\text{раб}}$
От 14 до 22,5 (140 до 225)	$1,08 P_{\text{раб}}$	$1,08 P_{\text{раб}}$
Более 22,5 (225)	$1,1 P_{\text{раб}}$	$1,1 P_{\text{раб}}$

пор, пока груз не установится в такое положение, при котором клапан сработает при требуемом давлении. Положение отмечается риской, а груз стопорится. При регулировании пружинных клапанов ключом производится «отпуск» пружины до тех пор, пока клапан откроется.

Составляется акт на паровую плотность и регулировку предохранительных клапанов.

Назначением продувки паропроводов является удаление из паропроводов посторонних предметов: сварочного грата, грязи, окалины, песка, тряпок.

Продувка обычно производится после регулировки предохранительных клапанов. Для продувки монтируется временная выхлопная труба диаметром, равным 0,7 диаметра продуваемого паропровода с установкой концевой задвижки на ней. Место врезки трубы в основной паропровод обычно принимается ближе к турбине. Труба надежно закрепляется с уклоном 1—2 см на 1 м длины в сторону выхода пара, конец ее выводится за здание на высоте 6—10 м от земли. Часть территории в зоне выхода пара ограждается, и на период продувки ставятся наблюдатели.

Перед продувкой паропровод отключается от других паропроводов, демонтируются измерительные диафрагмы. Продувка производится согласно заранее составленному графику (рис. 9.4). Процесс начинается с прогрева паропровода и арматуры, установленной на главном паропроводе. При давлении 0,3 МПа (3 кгс/см²) паропровод выдерживают в течение 5—7 ч, при этом происходит отпаривание паропровода. В этот период выполняют обтяжку фланцевых соединений специально выделенной бригадой монтажников при участии персонала заказчика.

После прогрева котел переводится на форсированный режим. При достижении давления 0,75 рабочего производится продувка паропровода.

Регулирование расхода пара производится концевой задвижкой. После истечения 15—20 мин концевая задвижка закрывается, вновь поднимается давление. Процесс повторяется несколько раз до полной очистки паропровода. Скорость пара в паропроводе при продувке должна быть не менее 70 м/с. Кратковременно (в течение 5—6 мин) она увеличивается до 140—150 м/с, что достигается быстрым открытием концевой задвижки. Для предупреждения загрязнения все фланцевые вентили должны быть закрыты. Конец продувки паропровода можно определить по состоянию стального стержня, вваренного на выходе из продуваемого трубопровода. Если на нем нет задиrow и раковин от воздействия посторонних предметов, то паропровод чистый.

9.10. КОМПЛЕКСНОЕ ОПРОБОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ, ПОДГОТОВКА К ПУСКУ И ПУСК КОТЛА

Комплексное опробование котла со всем вспомогательным оборудованием производится под нагрузкой на проектных параметрах при безопасной работе в течение 72 ч, а затем сдается заказчику в постоянную эксплуатацию по акту.

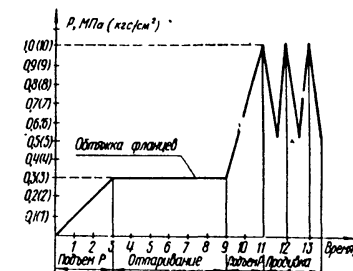


Рис. 9.4. График продувки паропроводов котла

Подготовка оборудования к комплексному опробованию и исправление всех недоделок и дефектов, появившихся в процессе опробования, до сдачи объекта производится монтажной организацией. Комплексное опробование может быть начато только после письменного разрешения инспектора Госгортехнадзора СССР. Общее руководство осуществляется пусковой комиссией, а техническое руководство производит наладочная организация. По существу с этого периода и начинается работа по включению в эксплуатацию всего оборудования. С комплексного опробования техническое руководство всеми процессами принимает на себя бригада наладчиков во главе с опытным инженером, которая руководит всеми работами, выполняемыми персоналом заказчика, обслуживающим котельную. Во время комплексного опробования должно быть налажено постоянное дежурство опытных специалистов всех служб заказчика.

Во время комплексного опробования бригадой наладчиков должен вестись журнал режима работы всего оборудования, куда заносятся все дефекты и неисправности, которые должны сразу же исправляться персоналом заказчика.

Комплексные опробования считаются законченными после непрерывной эксплуатации котла под полной нагрузкой в течение 3 сут при одновременной или поочередной работе вспомогательного оборудования.

При положительных результатах котел сдается в эксплуатацию, что фиксируется специальным актом. При этом прилагается перечень дополнительных мероприятий, подлежащих выполнению для проведения режимно-наладочных работ. На пылевых станциях малой и средней производительности все предыдущие операции (до комплексного опробования) ведутся обычно на жидком топливе. Комплексное опробование производится на основном топливе, на котором будет эксплуатироваться котельная. На ТЭЦ (котельной), где основным топливом являются мазут или газ, работы по проведению комплексного опробования намного упрощаются.

Перед пуском составляются технологическая схема подготовки топлива к сжиганию, пусковая и эксплуатационная инструкции, по которым и производятся все работы.

В процессе комплексного опробования обычно производится окончание наладки приборов автоматики питания, проверка и отработка схемы аварийного включения питательных насосов, тепловой защиты, включения сигнализации.

Работы, выполняемые в этот период, должны производиться так, чтобы не происходил упуск воды и перепитка котла. На период комплексного опробования наблюдение за уровнем воды в барабане котла обеспечивается водосмотрами, которые ведут контроль посменно. Прекращается дежурство водосмотров после проведения комплексного опробования при условии надежной работы приборов автоматики питания, сниженных уровней, регистрирующих, сигнализации и защиты по понижению и повышению уровня воды.

Наибольшее количество аварий в этот период происходит по причине упуска воды. Частые изменения в питании котла вследствие наладки приборов автоматики питания, а также из-за переключения питательных насосов, отсутствия воды в деаэраторах, неисправности обратных клапанов могут привести к аварии. В этом случае необходимо срочно остановить котел, а затем выяснить и устранить причины упуска воды. Для предотвращения загорания уносов на хвостовых поверхностях нагрева в этот период работы котла необходимо установить сигнализацию о превышении температуры сверх допустимой, а также убедиться в наличии приборов, показывающих эту температуру.

В пусковой период необходимо сверять показания щитовых приборов с контрольными, установленными по месту.

Подготовка котла к пуску на пыли (см. рис. 7.5, а). Перед растопкой котла необходимо тщательно проверить:

- а) исправность топки и газоходов, отсутствие в них людей и посторонних предметов, плотность закрытия люков и лазов, состояние взрывных клапанов;
- б) исправность питательных насосов;
- в) готовность к пуску дымососа и вентилятора, наличие масла в подшипниках и воды в системе охлаждения;
- г) наличие естественной тяги;
- д) наличие запаса питательной воды в деаэраторах;
- е) наличие воды в котле и экономайзере (котел должен быть заполнен до низшего допускаемого уровня);
- ж) уровень воды в котле и отсутствие пропуска воды через продувочную арматуру, фланцы и люки;
- з) отсутствие заглушек у предохранительных клапанов, на паропроводах, на питательной, спускной и продувочных линиях;
- и) исправность предохранительных клапанов; контрольные клапаны должны быть закрыты кожухами и опломбированы.

Перед пуском необходимо проверить состояние всех узлов молотковых мельниц, их взаимное расположение и готовность к длительной работе:

- а) отсутствие топлива, посторонних предметов и очагов горения в размольной камере;
- б) наличие и исправность брони;
- в) наличие всех бил и билдержателей, а также правильность их крепления;
- г) отсутствие посторонних предметов возле мельниц и наличие ограждения вращающихся частей;
- д) герметичность и надежность закрытия дверей смотрового люка;
- е) наличие смазки подшипников и воды на охлаждение вала мельниц;
- ж) исправность заземления двигателя;
- з) наличие подвода воздуха на уплотнительную коробку.

Кроме того, следует проверить исправность скребкового питателя топлива. При обследовании необходимо установить:

- а) надежность цепи;
- б) высоту хода подъема регулятора слоя: (минимальная — 90 мм; максимальная — 250 мм);
- в) наличие смазки в подшипниках и картере редуктора;
- г) плотность короба (корпуса) и нижней части (днища). Обнаруженные неплотности должны быть сразу же заварены.

Оборудование топливоподачи должно быть подготовлено к работе, для чего необходимо:

- а) проверить наличие топлива в приемных бункерах, а также техническое состояние пластинчатых питателей, магнитных сепараторов, ленточных транспортеров;
- б) прокатать вхолостую скребковые питатели и мельницы;
- в) убедиться в работе регуляторов слоя топлива и регулятора частоты вращения двигателя скребковых питателей;
- г) убедиться в наличии давления воды на орошении шахты аэро-смеси $P = (0,3—0,5) \text{ МПа}$ [$(3—5) \text{ кгс/см}^2$];
- д) проверить наличие масла в подшипниках установленного оборудования.

Закрытием и открытием вручную проверяют легкость хода и правильность положения в соответствии с надписями шиберов первичного

и вторичного воздуха, направляющих аппаратов дымососа и вентилятора, шандоры холодной воронки, убеждаются в исправности их приводов.

Дистанционно управляемые шиберы и направляющие аппараты проверяют совместно с дежурным по КИП на правильность включения и их исправность в работе. После проверки дистанционно управляемые шиберы оставляют в закрытом положении. Кроме того, проверяют легкость хода и плотность отсекающих шиберов мельницы; наличие и исправность КИП, арматуры и их приводов. Штоки арматуры должны быть очищены, болты сальников — иметь запас для подтяжки, гайки фланцевых соединений — плотно затянуты, направление вращения маховиков — соответствовать стрелкам на них. Арматура, снабженная дистанционным приводом, проверяется также на правильность направления вращения. Одновременно с проверкой арматуры следует установить в положение «Закрыто» вентили периодической и непрерывной продувки, регулирующий клапан непрерывной продувки; главную паровую задвижку и ее байпас; вентили на паротборные точки; вентиль аварийного слива с дистанционным приводом; вентили и регулирующий клапан узла питания; вентиль рециркуляции «барабан — экономайзер»; лазы в барабан котла, а в положение «Открыто» вентили продувки пароперегревателя и КИП, а также воздушные краны.

Следует включить водоуказательные колонки; опробовать комплексно на холостом ходу в течение 10—15 мин дымосос, вентилятор, молотковые мельницы, питатели торфа; проверить блокировку и исправность выключателей аварийного останова электродвигателей, состояние тепловой защиты котла (при неисправности ее растопка котла запрещается). Необходимо подготовить к пуску мазутное хозяйство, опробовать насосы гидрозолоудаления, а также собрать схему откачивания пульпы.

Растопка котла на мазуте должна проводиться в следующей последовательности.

1. Пустить наружное мазутное хозяйство согласно общим положениям. Отрегулировать давление 2—2,2 МПа (20—22 кгс/см²) и производить прокачивание мазута по кольцевой магистрали через линию рециркуляции обратно в резервуар.

2. Пустить в работу установку очистки дымовых газов:

- а) включить насос, подающий воду на скруббер (вода от насоса должна пройти специальный фильтр, установленный на напорной линии);

- б) открыть вентиль подачи воды на верхние орошающие сопла скруббера и отрегулировать давление 0,02—0,05 МПа (0,2—0,5 кгс/см²);
- в) открыть вентиль, включающий форсунки смыва прутковой решетки, и установить давление не менее 0,06 МПа (0,6 кгс/см²).

3. Пустить при закрытых направляющих аппаратах дымосос и вентилятор согласно инструкции. Открытием направляющих аппаратов создать разрежение в топке 0,029—0,039 кПа (3—4 кгс/м²) и провентилировать топку в течение 10—15 мин.

4. Произвести розжиг мазутных форсунок согласно инструкции, а затем отрегулировать горение.

5. Необходимо следить за стрелками реперов, по которым определять равномерность прогрева отдельных элементов котла. Регулировку разогрева производить выключением или включением противоположных форсунок. При отставании прогрева какого-либо экрана его необходимо продуть через нижние точки для возбуждения циркуляции.

6. При подогреве воды уровень ее в барабане повысится. Следует поддерживать средний уровень по водоуказательным колонкам путем спуска воды через вентили периодической продувки.

7. При повышении давления пара в котле выше атмосферного закрыть воздушный кран, продуть все экраны и следить за дальнейшим подъемом давления.

8. При давлении 0,05—0,1 МПа (0,5—1,0 кгс/см²) продуть водомерные стекла, манометр барабана, убедиться в правильности их показаний.

9. При периодической подпитке котла, имеющего линию рециркуляции, необходимо перед подпиткой линию рециркуляции перекрыть, после подпитки (остановки насоса) — открывать. При постоянном питании котла водой линия рециркуляции должна быть закрытой. При несоблюдении этого условия котел может выйти из строя вследствие перегрева малого барабана.

10. При давлении в барабане 1—1,2 МПа (10—12 кгс/см²) необходимо вторично продуть нижние точки и водоуказательные колонки и сверить показания приборов со щитовыми.

11. Включение котла в паровую магистраль следует производить при давлении на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) ниже, чем в паровой магистрали. Уровень воды при этом должен быть ниже нормального.

12. Продолжительность растопки котла до включения в паровую магистраль 2 ч — для котла, не работавшего менее 6 ч и 4—5 ч — для холодного.

13. Включение котла в паровую магистраль можно производить на мазутных горелках, а затем осуществить переход на сжигание пыли.

Пуск котла на пыль производится в следующей последовательности.

1. Проверить состояние мельницы, после чего подать воду на охлаждение вала, открыть вентиль подачи воздуха на охлаждение вала, открыть вентиль подачи воздуха на уплотнение.

2. Проверить положение аварийного выключателя мельницы, поставить его на положение «Включено».

3. Открыть отсекающий шибер; дать воду на орошение мельницы в течение 1,5—2 мин (давление в сети должно быть 0,2—0,4 МПа (2—4 кгс/см²)).

4. Пустить мельницу ключом со щита и закрыть воду орошения.

5. Поставить регулятор слоя на скребковом питателе поворотом маховика против часовой стрелки до упора в нижнее положение.

6. Открыть вторичный воздух и отрегулировать напор в обеих линиях (правой и левой) по 0,49—0,68 кПа (50—70 кгс/м²).

7. Подать первичный воздух, для чего открыть вручную шиберы на вертикальном воздуховоде, а затем приоткрыть средний шибер ключом со щита, довести температуру до 50—60 °С и включить питатель. При повышении температуры в шахте выше 70 °С питатель не следует включать. Необходимо снизить температуру. После подачи пыли температура в шахте снизится, поэтому следует добавить небольшое количество первичного воздуха и отрегулировать температуру аэросмеси до 55—65 °С.

8. Проверить поступление топлива в топку и отрегулировать горение по режимной карте.

9. Уменьшить горение мазутных горелок.

10. Включить в такой же последовательности вторую пилку после прогрева котла в течение 1,5—2 ч.

При хорошем качестве пыли и устойчивом горении мазутные горелки можно выключать, при влажном топливе с большим количеством включений (многозольным) следует делать подсветку мазутом.

Обслуживание котла, работающего на пылевидном топливе, выполняется с соблюдением следующих правил.

1. Во время дежурства машинист обязан следить за исправностью котельного оборудования и строго соблюдать установленный режим работы котла. О всех выявленных неисправностях должна быть произведена запись в вахтенном журнале.

2. Особое внимание во время работы котла следует обращать на:

- а) поддержание нормального уровня воды в котле и равномерное питание котла водой;
- б) поддержание нормального давления пара;
- в) поддержание температуры перегрева пара, температуры питательной воды до и после экономайзера согласно режимной карте;
- г) работу горелок.

Факел должен равномерно заполнять топочную камеру. Кончик факела должен быть чистым, без дымных язычков. Начало факела должно располагаться вблизи амбразуры. Факел не должен ударяться и «лизать» экранные поверхности, а также застревать в пароперегревателе.

3. Во время работы котла на жидком и пылевидном топливе обслуживающий персонал обязан:

- а) систематически проверять давление и температуру мазута;
- б) следить за поступлением пыли в бункер и на скребковый питатель; не допускать перерыва в подаче его;
- в) температуру аэросмеси поддерживать равной 55—65 °С;
- г) следить за показаниями приборов, не допускать повышения нагрузки двигателей питателей и мельниц выше допустимой;
- д) при прекращении подачи топлива включить орошение шахты аэросмеси и прикрыть первичный воздух, не допустив повышения температуры аэросмеси выше 70 °С;
- е) следить за состоянием воздушного подогревателя. При внезапном ухудшении тяги, выбивании газов из топки и повышении температуры уходящих газов сверх допустимой необходимо срочно и быстро проверить состояние воздухоподогревателя и экономайзера. Если загорелись отложения, необходимо:

остановить подачу топлива в котел согласно инструкции;
остановить дутьевой вентилятор, закрыть направляющий аппарат;
остановить дымосос, закрыть направляющий аппарат;
подать пар на тушение пожара и на обдувку хвостовых поверхностей нагрева;

закрыть все лазы, люки, чтобы не было доступа воздуха в котел;
ж) производить периодическую продувку нижних камер котла согласно графику. Открытие и закрытие продувочной арматуры производить осторожно и постепенно. Сначала открывается второй вентиль от котла, а затем первый. После прекращения продувки сначала закрывается первый от котла вентиль, потом — второй. Во время продувки следует вести наблюдение за уровнем воды в котле. В случае возникновения гидравлических ударов, вибрации или других ненормальностей продувку немедленно прекратить; длительность продувки из одной точки не должна превышать 50 с;

з) регулировка непрерывной продувки производится на основании заключения химической лаборатории.

4. Проверять исправность манометров, водоуказательных стекол, предохранительных клапанов и питательных насосов с записями в журнале в сроки, установленные производственной инструкцией.

5. Необходимо помнить, что основой экономичной работы котла является его режим в соответствии с режимной картой, отступление от которой не допускается.

6. Вести тщательный контроль за системой гидро- и золоудаления. Систематически проверять работу сопл: прутковой решетки, орошения шлаковых комодов и др.

9.11. ОСТАНОВКА И КОНСЕРВАЦИЯ КОТЛА

Остановка котла во всех случаях, за исключением аварийной, производится по письменному распоряжению начальника котельной или начальника смены, записанному в вахтенном журнале.

При плановой остановке котла необходимо полностью освободить бункеры от пыли, постепенно снизить нагрузку, уменьшив подачу топлива и воздуха.

Остановку котла на пылевидном топливе следует производить в следующем порядке:

- а) включить воду на орошение мельницы;
- б) остановить скребковый питатель;
- в) разгрузить мельницу в течение 1—2 мин, при этом температура аэросмеси на выходе из мельницы не должна превышать 70 °С;
- г) остановить мельницу;
- д) закрыть заслонки (ключом со щита) первичного воздуха, а затем вторичного;
- е) закрыть воду на орошение мельницы;
- з) закрыть вручную заслонки первичного воздуха и шибер на шахте аэросмеси.

Остановку пылевых и мазутных горелок производят последовательно по одной, причем вначале отключают пылевые горелки. Поддерживают уровень воды в котле выше среднего рабочего положения. После полного прекращения горения в топке котла и прекращения отбора пара котел отключают от общего парового коллектора, открывают продувку пароперегревателя. Если давление пара в котле увеличивается, то усиливают продувку пароперегревателя. Открывают линию рециркуляции воды из верхнего барабана в экономайзер. Затем закрывают непрерывную продувку. Следует провентилировать газоходы котла в течение 5 мин с включенным дымососом и вентилятором, в течение 10 мин — одним дымососом. После вентилизации газоходов направляющие аппараты дымососа и вентилятора закрывают.

Аварийная остановка парового котла. Машинист обязан немедленно остановить котел и довести об этом до сведения начальника котельной в случаях:

1. Повышения давления в котле выше разрешенного более чем на 10 % и дальнейшего его роста несмотря на принятые меры (уменьшение тяги и дутья, усиленное питание водой).
2. Упуска воды ниже допустимого уровня (ниже нижней кромки водоуказательного стекла); подпитка котла водой при этом запрещается.
3. Быстрого понижения уровня несмотря на усиленное питание водой.
4. Повышения уровня воды выше верхнего допустимого уровня, когда открытием вентилей аварийного слива (или продувкой) не удается быстро снизить его.
5. Прекращения действия всех питательных насосов.
6. Прекращения действия всех водоуказательных приборов.
7. Прекращения действия более 50 % предохранительных клапанов.
8. Обнаружения в барабанах, коллекторах, экранных трубах трещин, выпучин, неплотностей сварных швов, разрывов труб.
9. Повреждений кладки или обмуровки, угрожающих обвалом их, накаливанию докрасна элементов котла, каркаса.
10. Горения уносов в газоходах хвостовой части.
11. Прекращения подачи электроэнергии.
12. Возникновения пожара в котельной при угрожающем персоналу положении.

При аварийной остановке котла необходимо:

1. Прекратить подачу топлива и воздуха, резко ослабить тягу.
2. После прекращения горения на 5 мин открыть направляющий аппарат дымососа и естественной тягой провентилировать топку.

3. Отключить котел от системы теплоснабжения.

4. Если не было упуска воды и отказали все питательные насосы, то пар следует выпустить через приподнятые предохранительные клапаны.

5. В случае загорания уноса топлива в хвостовых поверхностях котла прекратить подачу топлива и воздуха в топку, прекратить тягу, полностью перекрыть воздушные и газовые заслонки, включить устройства для тушения пожара паром.

6. В случае возникновения пожара, угрожающего котлам, необходимо остановить котлы в аварийном порядке, сообщить об этом начальнику смены и принять меры для ликвидации пожара.

Консервация котла. После остановки паровых котлов и спуска воды из них поверхности нагрева всегда влажные.

Пленка воды на поверхности металла поглощает (растворяет) кислород из воздуха, в результате чего происходит стояночная коррозия металла.

Для предупреждения коррозии рекомендуется опорожнять котел и высушивать его для быстрее удаления воды. Для лучшей вентиляции необходимо сразу же открыть все люки на барабанах, коллекторах и приподнять предохранительные клапаны.

При длительной остановке котла применяются сухой, аммиачный и мокрый способы консервации. При сухом способе остановленный котел очищают от накипи, шлама, отложений и промывают. Промывке подлежат также пароперегреватель с обязательным удалением воды из змеевиков путем продувки их воздухом. Затем комиссия в составе работников котельного и водоподготовительного цехов, а также инспектора по эксплуатации составляют акт о состоянии внутренних поверхностей нагрева. После осмотра котел подсушивают, разводя небольшой огонь в топке при открытых нижних лючках, люках в барабанах или сухопарниках при поднятых предохранительных клапанах. Когда выходящий из котла воздух станет сухим, и температура его будет около 100 °С, огонь в топке гасят. Как только температура воздуха снизится до 40—50 °С, в барабан котла ставят плотные и прочные стальные противни с поглотителем влаги, после чего плотно закрывают все люки, клапаны, арматуру. С этого момента котел находится на консервации.

На 1 м³ котла можно применять следующие реагенты:

а) 0,5—1 кг безводного технического свежеприготовленного хлористого кальция в кусках размером 30—50 мм с содержанием CaCl₂ не менее 90—95 %;

б) 1—1,5 кг свежеприготовленного силикагеля зернами, крупнее 1 мм;

в) 2—8 кг негашеной извести с содержанием CaO не ниже 60 % в кусках размером 20—50 мм.

Во время консервации сначала через 2 недели, а затем через 1 мес котел вскрывают и осматривают содержимое противней и состояние поверхностей котлов. Если хлористый кальций весь расплылся, или известь, взятая с противней, при увлажнении не нагревается, то поглотитель заменяют новым. При каждом осмотре, а также после окончания консервации составляется акт о состоянии внутренних поверхностей нагрева котлов.

Этот способ применяют для длительной консервации при температуре ниже 0 °С.

Аммиачный способ консервации заключается в том, что очищенный от накипи, промытый и просушенный котел, пароперегреватель и экономайзер с заглушенными отверстиями и плотно закрытой арматурой заполняют газообразным аммиаком. Для предотвращения присоса воздуха в котле в течение всего периода консервации должно поддерживаться избыточное давление аммиака. Аммиак подается в котел через верхнюю точку до тех пор, пока со спускных штуцеров не почувствуется запах его.

При мокром способе консервации котлы заполняются подщелоченной водой с раствором октадециламина или гидразина и в течение всего времени поддерживается избыточное давление. Кроме того, при мокром способе консервации применяется раствор нитрита натрия.

Глава 10

ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ КОТЛОВ

10.1. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС И КПД КОТЛОВ

Большая часть теплоты, вырабатываемой в котле, передается рабочему телу. За счет этого получают горячую воду или пар. Это полезно используемая теплота. Но не вся теплота используется, часть ее теряется по разным причинам.

В общем виде уравнение теплового баланса (на 1 кг или 1 м³ топлива), кДж/кг, кДж/м³ (ккал/кг, ккал/м³),

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (10.1)$$

где Q_p^p — располагаемая теплота на 1 кг рабочего топлива твердого или жидкого или на 1 м³ сухого газа; Q_1 — полезно используемая теплота; Q_2 — потеря теплоты с уходящими газами; Q_3 — потеря теплоты от химической неполноты горения; Q_4 — потеря теплоты от механической неполноты сжигания; Q_5 — потеря теплоты в окружающую среду; Q_6 — потеря теплоты с физическим теплом шлаков.

Уравнение теплового баланса, %:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \quad (10.2)$$

где $q_1 = \frac{Q_1}{Q_p^p} \cdot 100$; $q_2 = \frac{Q_2}{Q_p^p} \cdot 100$ и т. д.

Располагаемая теплота Q_p^p может быть представлена уравнением

$$Q_p^p = Q_n^p + Q_{ф.т} + Q_{в.вн} + Q_{ф.} - Q_{к.}, \quad (10.3)$$

где Q_n^p — низшая теплота сгорания; $Q_{ф.т}$ — физическая теплота топлива; $Q_{в.вн}$ — теплота воздуха при подогреве его вне агрегата; $Q_{ф.}$ — теплота, вносимая паром, употребляемым для распыления жидкого топлива; $Q_{к.}$ — теплота разложения карбонатов при сжигании сланцев.

Физическая теплота топлива учитывается в том случае, когда оно предварительно подогревается за счет постороннего источника (подогретый паром мазут, горячий газ, подсушенное топливо при сушке по разомкнутому циклу).

Расчет ведется по формуле

$$Q_{ф.т} = C_T t_T, \quad (10.4)$$

где C_T — теплоемкость рабочего топлива; t_T — температура топлива, °C.

При отсутствии постороннего подогрева $Q_{ф.т}$ может учитываться

для топлив с влажностью $W^p > \frac{Q_n^p}{150}$.

Теплота воздуха, кДж/кг, кДж/м³ (ккал/кг, ккал/м³),

$$Q_{в.вн} = \beta' [(J_{в.п}^0)' - J_{х.в}^0], \quad (10.5)$$

где $(J_{в.п}^0)'$ и $J_{х.в}^0$ — энтальпия воздуха на входе в воздухоподогреватель и холодного воздуха, принимается по табл. 3.1 и 3.2; отношение количества воздуха на входе в воздухоподогреватель к теоретически необходимому:

$$\beta' = \alpha_T'' - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{пл.у} + \Delta\alpha_{в.п}; \quad (10.6)$$

α_T'' — коэффициент избытка воздуха на выходе из топки; $\Delta\alpha_T$; $\Delta\alpha_{пл.у}$ и $\Delta\alpha_{в.п}$ — присосы воздуха соответственно в топке, пылеприготовительной установке и воздухоподогревателе, принимаются по табл. 3.4.

Теплота, получаемая воздухом в воздухоподогревателе, в располагаемую теплоту не включается, так как подогрев его осуществляется за счет уходящих газов котла, энтальпия которых при этом снижается. Учет ее производится в том случае, если подогрев производится от постороннего источника тепла через калориферы отработанным или отборным паром турбин, конденсатом технологических производств и т. п. Теплота холодного (неподогретого) воздуха в располагаемую теплоту топлива условно не вводится.

Температура холодного воздуха в теоретических расчетах при отсутствии специальных указаний условно принимается 30 °C.

Количество теплоты, кДж/кг (ккал/кг), которое вводится в котельный агрегат с паром, используемым для распыления мазута,

$$Q_{ф} = W_{ф} (i_{ф} - 600), \quad (10.7)$$

где $W_{ф}$ — расход пара, идущего на распыление топлива, кг/кг; для паровых форсунок принимается 0,3—0,35 кг/кг; $i_{ф}$ — энтальпия применяемого пара, кДж/кг (ккал/кг); 600 ккал/кг — условно принимаемое значение энтальпии пара, содержащегося в уходящих газах.

Количество теплоты, кДж/кг (ккал/кг), расходуемое на разложение карбонатов при сжигании сланцев,

$$Q_K = 9,7K (CO_2)_K^p, \quad (10.8)$$

где K — коэффициент разложения карбонатов (при слоевом сжигании $K = 0,7$; при камерном $K = 1$); $(CO_2)_K^p$ — углекислота карбонатов, %.

В котлах, в которых отсутствуют подогрев топлива и воздуха и нет парового распыления, $Q_p^p = Q_n^p$.

Полезно используемая теплота котельной установки, кДж/кг (ккал/кг), представляет собой разность между располагаемой теплотой и суммой потерь или, если $Q_p^p = Q_n^p$,

$$Q_1 = Q_n^p - (Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6). \quad (10.9)$$

Выражение для полезно используемой теплоты может быть выражено так:

$$Q_1 = \frac{D_{пе}}{B} (i_{пе} - i_{п.в}) + \frac{D_n}{B} (i_{н.п} - i_{п.в}) + \frac{D_{пр}}{B} (i' - i_{п.в}), \quad (10.10)$$

где $D_{пе}$ — производительность котла по перегретому пару, отдаваемому в магистраль, кг/ч; B — расход топлива, кг/ч; $i_{пе}$ — энтальпия перегретого пара, кДж/кг (ккал/кг); $i_{п.п}$ — энтальпия питательной воды до экономайзера, кДж/кг (ккал/кг); D_n — расход насыщенного пара мимо пароперегревателя, кг/ч; $i_{н.п}$ — энтальпия насыщенного пара, кДж/кг (ккал/кг); $D_{пр}$ — расход котловой воды на продувку, кг/ч; i' — энтальпия продувочной воды, кДж/кг (ккал/кг).

При проведении балансовых испытаний продувку на время опытов закрывают.

Если котел вырабатывает только перегретый пар, то

$$Q_1 = \frac{D_{пе}}{B} (i_{пе} - i_{п.п}). \quad (10.11)$$

При насыщенном паре

$$Q_1 = \frac{D_n}{B} (i_{н.п} - i_{п.в}). \quad (10.12)$$

Непрерывная продувка во время опытов может быть определена по сухому остатку (или щелочности) воды до и после котла.

Коэффициент полезного действия котла — это отношение полезно использованной теплоты к располагаемой:

$$\eta_K = q_1 = (Q_1/Q_p^p) 100 \% \quad (10.13)$$

или, если $Q_p^p = Q_n^p$,

$$\eta_K = q_1 = (Q_1/Q_n^p) 100 \%. \quad (10.14)$$

Формулы (10.13) и (10.14) применяют для определения η_K по прямому балансу. При этом во время проведения балансовых испытаний записываются все необходимые измерения величин, характеризующих Q_p^p и полезно используемое тепло Q_1 .

С учетом формулы (10.9)

$$\eta_K = \left[\frac{D_{пе} (i_{пе} - i_{п.в}) + D_n (i_{н.п} - i_{п.в}) + D_{пр} (i' - i_{п.в})}{Q_p^p B} \right] 100 \%; \quad (10.15)$$

или, если $Q_p^p = Q_n^p$,

$$\eta_K = \left[\frac{D_{пе} (i_{пе} - i_{п.п}) + D_n (i_{н.п} - i_{п.п}) + D_{пр} (i' - i_{п.п})}{Q_n^p B} \right] 100 \%. \quad (10.16)$$

По обратному балансу коэффициент полезного действия, %,

$$\eta_K = q_1 = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \quad (10.17)$$

Коэффициент полезного действия η_K не учитывает затрат теплоты и

электроэнергии на собственные нужды котла и называется КПД брутто (обозначается иногда $\eta_k^{бр}$).

Расход топлива, кг/ч, при проведении испытаний по обратному балансу при выработке котлом перегретого пара, отпуске на сторону насыщенного пара и неотключенной продувке определяется по формуле

$$B = \frac{D_{пе} (t_{пе} - t_{п.в}) + D_{н.п} (t_{н.п} - t_{п.в}) + D_{пр} (t' - t_{п.в})}{Q_p^p \eta_k} \quad (10.18)$$

Часть полученной в котле теплоты расходуется на его собственные нужды (расход электроэнергии на приводы питательных насосов, дымососов, дутьевых и мельничных вентиляторов, мельниц, питателей пыли и сырого угля, расход пара на обдувку, мазутное хозяйство и др.). Коэффициентом полезного действия котла с учетом расхода теплоты и электроэнергии на собственные нужды называется КПД нетто:

$$\eta_k^n = (Q_k^{бр} - Q_k^{с.н} - Q_k^{эл}) 100 / (B Q_p^p), \quad (10.19)$$

где $Q_k^{бр}$ — отпуск теплоты брутто, кДж/кг (ккал/кг); $Q_k^{с.н}$ — расход теплоты на собственные нужды котла, определяемый измерением и суммированием отдельных потерь, кДж/кг (ккал/кг); $Q_k^{эл}$ — расход теплоты на электроэнергию, затраченную на собственные нужды котла, кДж/кг (ккал/кг).

Часть электроэнергии может расходоваться на нужды котельного цеха, не связанные с работой одного котла (водоподготовка, отопление, мазутное хозяйство и др.). В целом при расчете КПД нетто котельной расход электроэнергии на собственные нужды

$$Q_k^{эл} = (K \mathcal{E}_{с.н}^k) / (\eta_t^n \eta_{т.п}), \quad (10.20)$$

где $\mathcal{E}_{с.н}^k$ — расход электроэнергии по котельной, кВт·ч; η_t^n — КПД нетто турбинного цеха, %; $\eta_{т.п}$ — коэффициент теплового потока, %; K — расход теплоты на 1 кВт/ч, 3,6 МДж (860 ккал).

Потери теплоты с уходящими газами. В тепловом балансе котлов составляющая потерь теплоты с уходящими газами q_2 является наиболее значительной. Причинами возрастания потерь теплоты с уходящими газами являются следующие условия.

1. Повышение температуры уходящих газов. Оптимальное значение температур уходящих газов для различных топлив устанавливается на основании технико-экономических расчетов (см. табл. 3.12).
2. Увеличение объема дымовых газов. При увеличении коэффициента избытка воздуха увеличивается и q_2 .
3. Загрязнение поверхностей нагрева накипью или золой и сажой.
4. Неправильное омывание дымовыми газами поверхностей нагрева при наличии теплового перекося и др.
5. Неправильная установка газовых перегородок или их неплотность, при этом происходит транзитное перетекание газов с высокой температурой в последующие газоходы.
6. Неправильное ведение теплового режима.

Причины, вызывающие высокие потери теплоты от уходящих газов, могут быть конструктивные или эксплуатационные.

Конструктивные причины.

1. Малая поверхность нагрева хвостовой части котла.

2. Отсутствие устройств по очистке поверхностей нагрева от зольных отложений или ненадежная работа этих устройств.

3. Несовершенные (устаревшие) типы топочных устройств.

4. Неправильная установка горелочных устройств.

5. Несовершенные сепарационные устройства или узлы шламоудаления.

6. Неплотная обмуровка топочной камеры или конвективной шахты и др.

7. Отсутствие автоматики и горения.

Эксплуатационные причины.

1. Проведение процесса горения без режимных карт.

2. Работа котлов без обдувки или несвоевременная очистка и обмывка поверхностей нагрева.

3. Эксплуатация котлов с завышенным коэффициентом избытка воздуха, поступающим на горение, и присосами воздуха по газовому тракту.

4. Несвоевременное проведение профилактических ремонтов, вследствие чего могут повреждаться газовые перегородки, и др.

5. Работа котлов при внутренних загрязнениях поверхностей нагрева (накипь).

6. Эксплуатация котлов без хорошо налаженной работы химической очистки воды.

7. Работа котлов с повышенной температурой уходящих газов.

8. Ведение топочного режима при пониженной температуре воздуха, поступающего на горение.

9. Работа котлов при пониженной температуре топлива.

10. Эксплуатация котлов при большом разрежении в топке, в результате чего увеличиваются присосы воздуха в топку.

Потери теплоты с уходящими газами, кДж/кг (ккал/кг), представляют собой разность энтальпий продуктов сгорания на выходе из последней поверхности нагрева котла и холодного воздуха:

$$Q_2 = J_{yx} - \alpha_{yx} J_{х.в}^0, \quad (10.21)$$

где α_{yx} — коэффициент избытка воздуха в уходящих газах.

Энтальпия уходящих газов

$$J_{yx} = (V_{с.г} C_{с.г} + V_{в.п} C_{в.п} + \frac{A^p a_{yx} C_3}{100}) t_{yx}, \quad (10.22)$$

где $V_{с.г}$ — объем сухих газов, определяется по формулам (3.6)–(3.8), (3.12), м³/кг; $V_{в.п}$ — объем водяных паров, определяется по формулам (3.9), (3.10) для твердого и жидкого топлив и (3.14); (3.15) — для газообразного топлива, м³/кг; $C_{с.г}$ — теплоемкость сухих газов, определяется по формуле (3.33) для всех топлив; $C_{в.п}$ — теплоемкость водяных паров, определяется по табл. 3.5; $A^p a_{yx} C_3 / 100$ — теплота, теряемая уносимой золой топлива, кДж/кг (ккал/кг), учитывается только при применении топлив, сжигаемых в камерных топках, при приведенной величине уноса золы из топки $1000 A^p a_{yx} / Q_p^p \geq 1,5$ (6) и при слоевом сжигании сланцев; a_{yx} — доля золы, уносимая продуктами сгорания, принимается по данным расчетных характеристик топок (прил. 2 и 3) или определяется экспериментально; C_3 — теплоемкость золы топлива; t_{yx} — температура уходящих газов, °С.

Энтальпия холодного воздуха, кДж/кг(ккал/кг), определяется как сумма теплосодержаний 1 кг сухого воздуха и водяных паров, находящихся в воздухе:

$$J_{x, в}^0 = (C_{x, в} t_{x, в} + 0,0016 d_{в, п} i_{в, п}) V^0 \alpha_{yx}, \quad (10.23)$$

где $C_{x, в}$ и $t_{x, в}$ — теплоемкость и температура холодного воздуха в котельной, принимаются по табл. 3.5; $d_{в}$ — влагосодержание сухого воздуха, принимается по п. 3.1; $i_{в, п}$ — энтальпия водяных паров:

$$i_{в, п} = 1,97 t_{x, в}, \text{ кДж/кг, или } i_{в, п} = 0,472 t_{x, в}, \text{ ккал/кг.} \quad (10.24)$$

При тепловом расчете J_{yx} и $J_{x, в}^0$ принимаются по табл. 3.1 и 3.2. Потеря теплоты с уходящими газами, %,

$$q_2 = (Q_2/Q_p^p) 100. \quad (10.25)$$

При $Q_p^p = Q_n^p$

$$q_2 = (Q_2/Q_n^p) 100. \quad (10.26)$$

Для твердых топлив при $Q_p^p = Q_n^p$

$$q_2 = (J_{yx} - \alpha_{yx} J_{x, в}^0) (100 - q_4) / Q_n^p, \quad (10.27)$$

где q_4 — потери теплоты от механической неполноты сгорания, %.

Для жидкого и газообразного топлив

$$q_2 = (J_{yx} - \alpha_{yx} J_{x, в}^0) 100 / Q_p^p. \quad (10.28)$$

Потери теплоты от химической неполноты горения q_3 . Процесс сжигания не всегда идет полностью до образования продуктов полного сгорания (CO_2 ; H_2O ; SO_2), в дымовых газах часто имеются продукты неполного сгорания: CO ; H_2 ; CH_4 , тяжелые углеводороды.

Химическая неполнота горения может быть по следующим причинам.

1. Недостаточное количество воздуха, идущего на горение.
2. Плохо перемешивается топливо с воздухом.
3. Низкая температура воздуха.
4. Плохое распыление жидкого топлива.
5. Низкая температура топлива.
6. Недостаточная температура аэросмеси при сжигании пыли.
7. Топливо имеет большую влажность или зольность.
8. Твердое топливо имеет много мелочи. При слоевом сжигании воздух не продувает толщины слоя.
9. Низкая температура в топке.

Конструктивные причины, вызывающие увеличение потерь от химического недожога:

1. Малый объем топки: топливо не успевает сгорать в топке.
2. Несоответствие топки применяемому топливу.
3. Неудачная конструкция горелочных устройств.
4. Неправильная установка регистров, форсунок или амбразур.
5. Дробильно-размольное оборудование не обеспечивает требуемую тонкость помола топлива.
6. Малопроизводительное дутьевое оборудование.
7. Плохая конструкция или малая поверхность нагрева, подогревателей воздуха или топлива.
8. Отсутствие автоматики горения.

Эксплуатационные причины, приводящие к увеличению q_3 .

1. Работа котлов на неотрегулированных и неналаженных горелочных устройствах.

2. Работа при изношенных узлах дробильно-размольного оборудования, вследствие чего не обеспечивается необходимая тонкость помола топлива.

3. Неправильное ведение топочного процесса, работа без режимных карт.

4. Эксплуатация котлов на таких низких нагрузках, при которых ухудшается горение.

5. Работа при низком давлении жидкого топлива, не обеспечивающем хорошего распыления.

6. Эксплуатация котлов на засоренных форсунках или при изношенных деталях горелок.

Потери теплоты от химической неполноты сгорания обусловлены наличием в уходящих газах продуктов неполного сгорания топлива.

При содержании в газах RO_2 ; CO ; H_2 ; CH_4 подсчет потерь теплоты от химической неполноты сгорания, кДж/кг (кДж/м³), производится по формулам

$$Q_3 = K^p \frac{237\text{CO} + 201\text{H}_2 + 653\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} A$$

$$\text{или } Q_3 = K^p \frac{56,7\text{CO} + 48\text{H}_2 + 156\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} A, \text{ ккал/кг (ккал/м}^3\text{)}, \quad (10.29)$$

где K^p — условный углерод и выраженная через него доля серы, определяется по формуле (п. 3.1); A — поправочный множитель на механический недожог топлива, определяется по формуле (п. 3.1); CO ; H_2 ; CH_4 и RO_2 — содержание в дымовых газах соответствующих компонентов.

При отсутствии H_2 и CH_4 формулы (10.29) имеют вид

$$Q_3 = 237 K^p \frac{\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} A \text{ или } Q_3 = 56,7 K^p \frac{\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} A.$$

Потери теплоты с уходящими газами, %,

$$q_3 = Q_3 \cdot 100 / Q_p^p. \quad (10.30)$$

Удобно пользоваться (и особенно при газообразном топливе) формулой

$$q_3 = \frac{V_{с. г} (126\text{CO} + 108\text{H}_2 + 358\text{CH}_4)}{Q_p^p} 100$$

или в системе МКГСС

$$q_3 = \frac{V_{с. г} (30,18\text{CO} + 25,79\text{H}_2 + 85,55\text{CH}_4)}{Q_p^p} 100. \quad (10.31)$$

При $Q_p^p = Q_n^p$ в знаменатель ставится Q_n^p .

Содержание CO в уходящих газах:

$$\text{CO} = \frac{21 - \beta \text{RO}_2 - (\text{RO}_2 + \text{O}_2)}{0,603 + \beta}, \quad (10.32)$$

где β — топливная характеристика, находится по табл. 3.3 или определяется по формулам (3.20) и (3.21).

Потери теплоты от механической неполноты сжигания. В котлах, оборудованных беспровально-цепными решетками, потеря от механи-

ческого недожога является наиболее значительной. Неполнота сгорания обнаруживается в виде недогоревшего топлива в шлаке, золе, провале и уносе.

Нормативные значения потерь теплоты от механического недожога приводятся в таблицах расчетных характеристик топок.

Потери от механической неполноты сгорания зависят от следующих величин.

1. Зольности топлива; с увеличением зольности большое количество частиц обволакивается шлаком, вследствие чего затрудняется доступ кислорода к ним.

2. Количество летучих; в топливах с малым выходом летучих при сжигании в слое развивается высокая температура, плавится шлак и в его массу попадают частицы несгоревшего топлива.

3. Температуры плавления золы; в топливах с низкой температурой плавления золы последняя, размягчаясь, оплавляет несгоревшие частицы топлива.

4. Количество мелочи в топливе, сжигаемом в слое; с увеличением мелочи последняя залегает плотными слоями и неравномерно горит, часть топлива не сгорает и вместе со шлаком удаляется в шлаковый бункер.

5. Влажности топлива; топливо с большой влажностью не успевает полностью сгорать на движущихся колосниковых решетках и большая часть его удаляется несгоревшим.

6. Температуры среды в топке; при малом тепловом напряжении топочного объема, особенно для углей с малым выходом летучих, процесс воспламенения и горения затягивается и топливо не успевает полностью сгорать.

7. Избытка воздуха; при большом коэффициенте избытка воздуха увеличивается объем и скорость дымовых газов, что приводит к более интенсивному уносу частиц несгоревшего топлива из топочной камеры.

8. Тонкости помола; потери от уноса увеличиваются, когда при сжигании пыли помол будет недостаточно тонок; в этом случае частицы не успеют сгореть в топочном объеме.

9. Температуры дутьевого воздуха; при отсутствии или недостаточном подогреве воздуха, поступающего на горение, процесс воспламенения затягивается, интенсивность горения уменьшается.

Конструктивные причины, вызывающие увеличение потерь теплоты от механической неполноты сгорания.

1. Неудачная (или устаревшая) конструкция беспровальноцепных решеток, не обеспечивающая равномерного и полного сжигания топлива

2. Малая длина колосниковой решетки.

3. Отсутствие узла возврата, позволяющего подавать унос обратно в топку для догорания.

4. Малая длина заднего свода, особенно в топках, где сжигаются угли с малым выходом летучих. Топливо в этом случае плохо воспламеняется, процесс горения на решетке не заканчивается.

5. Отсутствие торкретирования экранов нижней части топки для топлив с малым выходом летучих, сжигаемых на решетках.

6. Отсутствие надежного уплотнительного затвора шлаковой шахты (или шлакового бункера), вследствие чего в котел попадает много избыточного воздуха.

7. Неудачная конструкция горелок, не обеспечивающая хорошего перемешивания пыли со вторичным воздухом.

8. Неправильная установка горелок.

9. Неудачное или недостаточное торкретирование топочной камеры пылеугольных котлов, работающих с жидким шлакоудалением.

10. Отсутствие автоматики и необходимых контрольно-измерительных приборов.

Эксплуатационные причины, вызывающие увеличение потерь теплоты.

1. Эксплуатация котлов с цепными решетками при использовании другого вида топлива (против установленного по проекту) или работа на неудачно подобранном составе топливной смеси.

2. Эксплуатация топок с цепными решетками без включения узла возврата уноса.

3. Работа цепных решеток в форсированном режиме.

4. Эксплуатация пылеугольных топок без отбора проб уноса и систематического определения количества горючих в уносе.

5. Работа пылеугольных котлов при изношенных узлах дробильно-помольного оборудования.

6. Работа котлов без использования уносов при повторном сжигании.

7. Управление процессами горения без применения режимных карт.

Потери от механической неполноты сгорания, %,

$$q_4 = q_4^{\text{шл}} + q_4^{\text{пр}} + q_4^{\text{ун}}, \quad (10.33)$$

где

$$q_4^{\text{шл}} = \frac{Q_c A^P}{Q_p^P} a_{\text{шл}} \frac{C_{\text{шл}}}{100 - C_{\text{шл}}} \quad (10.34)$$

— потери теплоты со шлаком;

$$q_4^{\text{пр}} = \frac{Q_c A^P}{Q_p^P} a_{\text{пр}} \frac{C_{\text{пр}}}{100 - C_{\text{пр}}} \quad (10.35)$$

— потери теплоты с провалами через колосниковую решетку, %;

$$q_4^{\text{ун}} = \frac{Q_c A^P}{Q_p^P} a_{\text{ун}} \frac{C_{\text{ун}}}{100 - C_{\text{ун}}} \quad (10.36)$$

— потери теплоты с уносами, %; A^P — зольность топлива, %; $Q_c = 32\,680$ (7830) — теплота сгорания горючего в шлаке, провале, уносе, кДж/кг (ккал/кг); $a_{\text{шл}}$; $a_{\text{пр}}$; $a_{\text{ун}}$ — соответственно количество золы в шлаке, провале и уносе в процентах от общего количества золы, введенной в топку (прил. 2 и 3); $C_{\text{шл}}$; $C_{\text{пр}}$; $C_{\text{ун}}$ — соответственно содержание горючих в шлаке, провале, уносе, принимается по данным лабораторного анализа.

Количество золы в провале для движущихся колосниковых решеток можно принимать равным 0,04 ($a_{\text{шл}} + a_{\text{ун}}$).

При проведении испытаний котлов по прямому балансу за время опыта взвешивается весь шлак, провал и унос; $C_{\text{шл}}$; $C_{\text{пр}}$; $C_{\text{ун}}$ определяются анализом. Расчет ведется по следующим формулам:

$$a_{\text{шл}} = G_{\text{шл}} A_{\text{шл}} 100 / (B' A^P); \quad (10.37)$$

$$a_{\text{пр}} = G_{\text{пр}} A_{\text{пр}} 100 / (B' A^P); \quad (10.38)$$

$$a_{\text{ун}} = G_{\text{ун}} A_{\text{ун}} 100 / (B' A^P); \quad (10.39)$$

где $G_{шл}$, $G_{пр}$, $G_{ун}$ — количество шлака, провала, уноса, определенное в опыте, кг; $A_{шл}$, $A_{пр}$, $A_{ун}$ — зольность шлака, провала, уноса, %; B' — расход топлива за опыт, кг; A^p — рабочая зольность топлива, %. При непосредственном измерении при $Q_p^p = Q_n^p$

$$q_4^{шл} = G_{шл} C_{шл} 100 q_c / B Q_n^p; \quad (10.40)$$

$$q_4^{пр} = G_{пр} C_{пр} 100 q_c / B; \quad (10.41)$$

$$q_4^{ун} = G_{ун} C_{ун} 100 q_c / B; \quad (10.42)$$

где $C_{шл}$, $C_{пр}$, $C_{ун}$ — соответственно масса шлака, провала, уносов, кг/ч; $q_c = 326,8$ кДж/кг (78,3 ккал/кг) — теплота сгорания горючих; B — расход топлива, кг/ч.

При прикидочных опытах можно пользоваться формулами влияния коэффициента избытка воздуха α_t , тогда для АШ $q_4 = 2,2/(\alpha_t - 0,93)$, для тощих углей $q_4 = 2/(\alpha_t - 0,85)$.

В пылеугольных котлах при прикидочных опытах можно пользоваться формулами для АШ $q_4 = 0,5 + 5 (R_{90}/10)^2$; для каменных углей $q_4 = 0,25 + 0,5 (R_{90}/10)^2$; для тощих углей $q_4 = 0,15 + 0,5 (R_{90}/10)^2$.

Потери теплоты в окружающую среду q_6 пропорциональны размерам поверхности, отдающей тепло в окружающую среду, и разности температур поверхности и окружающей среды.

На размер потерь теплоты котельной установкой влияют толщина и качество обмуровки,

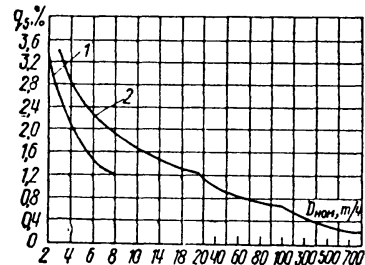


Рис. 10.1. График зависимости потерь теплоты в окружающую среду от производительности котла: 1 — без хвостовых поверхностей; 2 — с хвостовыми поверхностями

а также толщина и качество тепловой изоляции трубопроводов, барабана и металлических частей.

С увеличением производительности котла уменьшаются потери теплоты q_6 , приходящиеся на 1 кг топлива (рис. 10.1).

При нагрузках, отличающихся от номинальных более чем на 25 %, производится пересчет по формуле,

$$q_6 = q_{6ном} D_n / D_{ф}, \quad (10.43)$$

где D_n и $D_{ф}$ — номинальная и фактическая производительность котла, т/ч.

Потери с физической теплотой шлака, %, при слоевом и камерном сжигании для всех видов топлив определяются по формуле

$$q_6^{шл} = \frac{A^p a_{шл} (Cf)_{зл}}{Q_p^p}, \quad (10.44)$$

где $a_{шл} = 1 - a_{ун}$; $(Cf)_{зл}$ — энтальпия золы, кДж/кг (ккал/кг).

Температура золы шлака принимается равной 600 °С при сухом шлакоудалении, температуре нормального жидкого шлакоудаления — при жидком и температуре жидкоплавленного состояния золы плюс 100 °С — при отсутствии данных.

При камерном сжигании с сухим шлакоудалением $q_6^{шл}$ учитывается только в том случае, если $A^p \geq Q_n^p/400$. При слоевом сжигании сланцев A^p заменяется выражением $A^p + 0,3C(CO_2)_K^p$, при камерном сжигании поправка A^p не вводится.

Потери на охлаждение деталей котлоагрегата, %, (панелей, баков, регуляторов слоя и др.) учитываются в том случае, если теплота, полученная охлаждающим агентом (вода, воздух), не используется в тепловой схеме:

$$q_6^{охл} = \sum [G^{охл} (t_2^{охл} - t_1^{охл})] 100 / (B Q_p^p), \quad (10.45)$$

где $\sum G^{охл}$ — часовой расход охлаждающего агента, кг/ч; $t_2^{охл}$ и $t_1^{охл}$ — конечная и начальная температуры охлаждающего агента, °С.

Общие тепловые потери с физической теплотой шлака и на охлаждение деталей котла, %,

$$q_6 = q_6^{шл} + q_6^{охл}. \quad (10.46)$$

10.2. ИСПАРИТЕЛЬНОСТЬ И ПРИВЕДЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОПЛИВА

Отношение количества вырабатываемого пара в 1 ч к количеству сжигаемого топлива за это же время называется видимой испарительностью, кг/кг:

$$I_0 = D/B. \quad (10.47)$$

Испарительность условного топлива по видимому пару, кг/кг

$$I_y = \frac{D}{BK_{усл}}, \quad (10.48)$$

где $K_{усл}$ — переводной коэффициент в условное топливо.

Испарительность зависит от топлива, давления и температуры пара, температуры питательной воды, экономичности установки и для одного и того же топлива может быть различной. С целью получения сравнимых между собой цифр, позволяющих характеризовать работу котлов, пользуются испарительностью по нормальному пару, кг/кг,

$$I_n = I_y \frac{i_{пе} - i_{п.в}}{640} = \frac{D (i_{пе} - i_{п.в})}{640B}. \quad (10.49)$$

Для оценки качества топлив, определения размера балласта, вводимого в топку котлов при работе на разных топливах, удобно пользоваться приведенными характеристиками зольности, влажности и сернистости. Приведенная зольность топлива, выраженная в процентах на 4,19 МДж (1000 ккал/кг) его нижней теплоты сгорания, кг · %/МДж (кг · %/ккал),

$$A^n = (1000 A^p) / Q_n^p. \quad (10.50)$$

приведенная влажность

$$W^n = (1000W^p)/Q^p_n \quad (10.51)$$

приведенная сернистость

$$S^n = (1000S^p_n)/Q^p_n \quad (10.52)$$

10.3. РЕЖИМНО-НАЛАДОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Режимно-наладочные испытания включают в себя комплекс работ, целью которых является наладка режима работы котла с достижением максимального КПД при нескольких эксплуатационных нагрузках и проектных параметрах. Проведение этих работ связано с проведением следующих операций: подготовительные работы; режимно-наладочные работы; прикидочные опыты; балансовые испытания; обработка материалов режимно-наладочных испытаний. Все работы производятся наладочной бригадой под руководством опытного специалиста по котельным установкам.

10.1. Допустимые отклонения параметров при испытании котлов

Параметр	Максимально допустимое отклонение параметра при испытании от номинального значения, категории сложности	
	первая и вторая	третья
Производительность котла, %:		
до 50 т/ч включительно	±6	
от 51 до 200 т/ч	±3	
Температура свежего и вторичного перегретого пара (номинальная) для котлов среднего давления (440 °С), °С	±(5—10)	
Давление, %, для котлов производительностью:		
до 50 т/ч	±3	
от 51 до 200 т/ч	±2	
Избыток воздуха за поворотной камерой (пароперегревателем), %:		
при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива с нормативными (расчетными) коэффициентами избытка воздуха для котлов с уравновешенной тягой	±(4—5)	±7
при сжигании жидкого, газообразного топлива в газоплотных топках и в топках с наддувом	±(1—1,5)	
Температура питательной воды и горячего воздуха, %	±3	±5
Тонкость помола пыли, %:		
для антрацита, тощих и окисленных углей	±10	±15
для каменных и бурых углей	±15	±20
Скорость пыли в гравитационном сепараторе (шахте) молотковой мельницы, %	±5	±7

Испытания проводятся на топливе, отвечающем по характеристике требованиям проекта или средним данным, принятым в эксплуатации. Все параметры топлива, воздуха, питательной воды во время испытаний не должны отклоняться от допустимых, принятых в инструкции для условий нормальной эксплуатации котельной. В зависимости от цели испытания делятся на три категории сложности. Первая категория сложности предназначена для прямо-сдаточных испытаний котлов со вспомогательным оборудованием; производится для проверки гарантий завода-изготовителя. Вторая категория сложности предназначена для установления нормативных эксплуатационных характеристик котельных установок; производится на вновь вводимых в эксплуатацию котлах после их ремонта, а также в связи с переходом на другой вид топлива, или при систематическом отклонении параметров от нормативных. Третья категория применяется для наладки режима котла и определения его отдельных показателей, определения оптимальных значений тонкости помола пыли и коэффициента избытка воздуха, наиболее рационального распределения воздуха по горелкам. По этой категории сложности производятся и экспресс-испытания после капитальных ремонтов котлов. Испытания по третьей категории сложности проводятся упрощенными методами, дающими возможность судить об изменении измеряемых параметров, необходимых для поддержания оптимальных режимов, достаточных для экономического ведения технологического процесса.

Допустимые отклонения параметров при испытаниях всех категорий сложности приведены в табл. 10.1.

Объем основных измерений при испытании по категориям сложности приведены в табл. 10.2.

Подготовительные работы к проведению испытаний. Перед проведением балансовых испытаний производится изучение проектных данных по котельной в целом, чертежей и технических характеристик котлов и вспомогательного оборудования, теплового и аэродинамического расчетов.

По месту производится тщательное обследование всей котельной, изучается работа и особенности работы следующего оборудования и служб: котлов; вспомогательного оборудования (вентиляторов, дымососов, мельниц, питателей); питательного и турбинного отделения, химической очистки воды; отделения подготовки топлива, систем пылеприготовления и золоудаления, мазутного хозяйства; схем питательных и паровых трубопроводов; состояние КИП, приборов автоматики и защиты по котельной.

После обследования определяется степень готовности котлов к проведению балансовых испытаний. Если испытания проводятся одной и той же наладочной бригадой, которая осуществляла и пуск, то подготовительные работы к испытаниям производятся последовательно с запланированными заранее дополнительными мероприятиями. При проведении режимно-наладочных испытаний в эксплуатируемой котельной после обследования заказчику выдается заключение о проведенных обследованиях с перечнем мероприятий, подлежащих выполнению для подготовки котлов к испытаниям. При обычной схеме заказчику выдается перечень подготовительных работ и места отбора проб для балансовых измерений. Для этого составляется схема испытываемого котла со вспомогательным оборудованием, на которой отмечаются точки измерения, которые затем наносятся мелом по месту.

На рис. 10.2 изображена схема размещения точек измерений для котла, работающего на мазуте. При этом приняты следующие обозначения: Q , S^* , H , P , T и RO_2 — производительность, разрежение, напор, давление, температура и содержание $CO_2 + SO_2$.

10.2. Основные измерения при проведении испытаний

Анализ измерения	Метод и объем определения	
	первой	второй
Твердое топливо		
Расход	Сведение обратного теплоты)	
Состав	W^P, A^P, C, Q_n^P , элементарный состав, температурные характеристики золы по отобранной пробе в каждом основном опыте	
Качество топливной пыли	Рассев не менее чем на пыли на влажность или	
Жидкое топливо		
Расход	Определение по обратным	
Давление	Эксплуатационными	
Состав	W^P, A^P , плотность, температура вспышки, Q_n^P , элементарный состав по отобранной пробе в каждом основном опыте	
Температура	Эксплуатационными	
Газообразное топливо		
Расход	Определение по обратным	
Давление	Эксплуатационными	
Состав	W^P , плотность, механические примеси, Q_n^P , элементарный состав по отобранной в каждом основном опыте пробе	
Температура	Эксплуатационными	
Пар		
Расход свежего пара и пара вторичного перегрева	Эксплуатационными	
Расход на собственные нужды	То же	
Давление:	Эксплуатационными	
в барабане котла	Техническими манометрами	
за перегревателем свежего пара, на входе и за промежуточным пароперегревателем	классом точности I в каждом паропроводе	

котлов по категориям сложности

при испытаниях по категории сложности	Примечание и дополнительные требования
третьей	
баланса (определение всех потерь	При сжигании смесей твердого и жидкого (газообразного) топлива необходимо измерить расход жидкого (газообразного) топлива
Технический состав (в каждом основном опыте), элементарный состав и температурные характеристики золы (по одной средней пробе для серии опытов одного назначения)	
двух ситах в каждом опыте, анализ на технический состав	
му балансу или прямым измерением приборами	При испытаниях по методу М. Б. Равича отбор проб не проводится
Технический состав (в каждом основном опыте), элементарный состав (по одной средней пробе для серии опытов одного назначения)	
приборами	
ному балансу или прямым расхода приборами	То же
Технический состав (в каждом основном опыте), элементарный состав (по средней пробе для серии опытов одного назначения)	
приборами	
приборами	С проверкой до и во время опытов, при испытаниях по I и II категориям сложности переносными дифференциальными манометрами
же	
ническим манометром класса точности 1,5	
Эксплуатационными манометрами	То же
класса точности 1,5	

Анализ измерения	Метод и объем определения		при испытаниях по категории сложности	Примечание и дополнительные требования
	первой и второй		третьей	
Температура свежего пара, пара на входе и за промежуточным пароперегревателем, пара на собственные нужды	Специально устанавливаемыми приборами (ртутные термометры, термопары, термометры сопротивления)		Эксплуатационными приборами	С проверкой до и во время опытов при испытаниях по I и II категориям сложности переносными дифференциальными манометрами
Расход: Вода питательной воды	Эксплуатационным		прибором	
на впрыски	Эксплуатационными расходомерами класса точности 1,5		Эксплуатационными расходомерами	
непрерывной продувки	Специально устанавливаемым расходомером с дифференциальным манометром (при невозможности этого — по сухому остатку питательной и котловой воды)		По сухому остатку	
Давление питательной воды и воды на впрыски	Эксплуатационными		приборами	У котлов без золоуловителей балансовая точка принимается за дымососом
Температура питательной воды, в том числе воды на впрыски	То		же	
Температура конденсата собственного пара	То		же	
Дымовые газы				
Состав: за ближайшей к топке конвективной поверхностью нагрева (за поворотной камерой) для определения коэффициента избытка воздуха в балансовой точке (за воздухоподогревателем)	$RO_2, O_2;$ $RO_2, O_2; CO; H_2;$		$CH_4; C_2H_6$	
за дымососом для определения присосов воздуха	RO_2			
Расход на рециркуляцию	Лемнискатными		соплами	
Температура: в топках котлов с уравновешенной тягой в топках котлов, работающих под наддувом за пароперегревателями, за поворотной камерой, в конце конвективных шахт за воздухоподогревателем (балансовая точка), за дымососом, в линии рециркуляции газов в эксплуатационных точках контроля	Переносными оптически По температуре дна калильной трубки Специально устанавливаемыми термопарами и термометрами сопротивления Эксплуатационными		ми или радиационными пирометрами	
			Эксплуатационными приборами	
			приборами	

Анализ измерения	Метод и объем определения		при испытаниях по категории сложности	Примечание и дополнительные требования
	первой и второй		третьей	
Разрежение (давление) в топке и за каждой поверхностью нагрева, за ступенями золоуловителей, за дымососом	Эксплуатационными		приборами	При испытаниях по третьей категории сложности объем измерений может быть ограничен отдельными элементами агрегата
Воздух				
Расход перед дутьевыми вентиляторами, в воздухоподогревателях, на отдельные горелки или их группы, на мельницы, по каналам горелок	Специально устанавливаемыми		ваемыми напорными трубками	
Температура перед дутьевыми вентиляторами до и после его рециркуляции, за калориферами, за воздухоподогревателями и перед мельницами	Специально устанавливаемыми термометрами сопротивления и термопарами		Эксплуатационными приборами	
Давление перед и за дутьевыми вентиляторами, воздухоподогревателями, перед каждой группой горелок (горелкой), перед мельницами, за вентиляторами и перед соплами острого дутья	Эксплуатационными		приборами	
Очаговые остатки				
Содержание горючих	По		ГОСТам	При испытаниях по третьей категории сложности объем определений может быть ограничен одной точкой отбора
Состав шлака, золы из-под золоуловителей и газоходов, золы уноса, удаляемой через дымовую трубу, провала на котлах с механическими решетками			Температурные характеристики золы в каждом основном опыте	
Количество очаговых остатков: при камерном сжигании:	Определение проводится вне основных опытов (отдельным специальным опытом) взвешиванием или объемным измерением		—	
при сжигании в котлах с механическими решетками	Во время основных опытов		тов или со смещением во времени	В испытаниях по первой и второй категориям сложности с проверкой счетчиков по схеме «двух ваттметров»
Расход электроэнергии на собственные нужды	Эксплуатационными		электрическими счетчиками	
Отбор проб мазута берется из мазутопровода, расположенного в котельной.			до мельницы; во всех воздухопроводах вторичного воздуха (T и H); за мельницей, во всех пылепроводах первичного воздуха (T и S); за сепаратором, за циклоном, перед мельничным вентилятором, до и после золоуловителя (S); на линии рециркуляции (H); общего расхода горячего воздуха, первичного и вторичного воздуха у горелок, аэросмеси после циклона, на линии рециркуляции (Q). производится отбор проб: угля — у питателя сырого угля;	
На дополнительно устанавливаемые во время испытаний приборы и материалы составляется спецификация. Заказчику выдаются эскизы на производство требуемых деталей: ниппелей, отсосных трубок, сосудов отбора проб и др.				
При проведении испытаний на котлах, работающих на пыли с шаровыми барабанными мельницами и подачей пыли мельничными вентиляторами, дополнительно добавляются следующие точки замеров:				

1. Получение номинальной производительности котла по принятым в эксплуатации параметрам.
2. Получение максимального RO_2 за котлом.
3. Определения напоров и соотношений первичного и вторичного воздуха.
4. Определение присосов воздуха в топку и в конвективную шахту.
5. Выяснение зависимости температуры перегрева пара от нагрузки, коэффициента избытка воздуха, температуры питательной воды и степени открытия клапана на пароохладитель.
6. Определение температуры уходящих газов при изменении нагрузки или коэффициента избытка воздуха.
7. Определение минимального давления мазута или газа для устойчивого горения (газомазутные котлы).
8. Определение степени регулируемости горелочных устройств и взаимное влияние их на топочный режим.
9. Нахождение минимально устойчивой нагрузки на пылеугольных котлах.
10. Определение температур дутьевого воздуха при изменении нагрузок.

11. Нахождение оптимального положения факела в топке.
12. Определение обеспеченности котла тягой и дутьем.
13. Определение максимально возможной нагрузки котла при работе с одним вентилятором или одним дымососом.

Кроме того, при наладке пылеугольных котлов определяются и основные параметры, характеризующие работу системы пылеприготовления (тонкость помола топлива, количество горючих в уносе, температуры аэросмеси и температур вторичного и первичного воздуха, разрежение и напоры в пылесистеме); выясняется характеристика основного оборудования (мельниц, питателей, сепараторов, циклонов, мельничных вентиляторов, багерных насосов, золоуловителей и др.).

Порядок проведения режимно-наладочных работ на котлах, работающих на жидком или газообразном топливе, следующий.

1. Расчетом определяются:
 - а) коэффициент избытка воздуха в режимной точке (после первой конвективной поверхности нагрева);
 - б) коэффициент избытка воздуха за последней ступенью воздухоподогревателя или за дымососом;
 - в) по найденным коэффициентам избытка воздуха и данным табл. 10.3 и 10.4 определяется предполагаемое количество RO_2 и CO_2 в этих точках;
 - г) по графикам или техническим характеристикам горелок определяется напор дутьевого воздуха в воздушном коробе или в каждой зоне (при многозонных горелках).

2. Выставляются требуемые параметры по топливу (давление и температура), воздуху (напор и температура) и воде (температура). При достижении проектных параметров котла берется анализ газов в режимной точке (обычно за пароперегревателем). Наладку можно производить и анализом газа с верхней части топки. В этом случае для отбора газа должна применяться стальная трубка, охлаждаемая проточной водой.

При получении малого количества RO_2 (в газоходе большой избыток воздуха) следует уменьшить дутьевой воздух, вновь повторить анализ (2 — 3 раза через каждые 15 мин), и так, меняя соотношение топливо — воздух, до тех пор, пока получится требуемое значение RO_2 . При этом устанавливаются оптимальные размеры факелов в топке так, чтобы они не соприкасались с задним и боковым экранами. Конфигура-

10.3. Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания мазута

Состав сухих продуктов сгорания, %			Коэффициент		Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$	Состав сухих продуктов сгорания, %			Коэффициент		Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$
RO_2	O_2	N_2	разбавления сухих продуктов горения h	избытка воздуха α		RO_2	O_2	N_2	разбавления сухих продуктов горения h	избытка воздуха α	
16,5	0,0	83,5	1,00	1,00	2100	10,0	8,3	81,7	1,65	1,61	—
16,3	0,3	83,4	1,01	1,01	2080	9,8	8,5	81,7	1,68	1,64	—
16,0	0,6	83,4	1,03	1,03	2040	9,6	8,8	81,6	1,72	1,68	—
15,8	0,9	83,3	1,05	1,05	2020	9,4	9,0	81,6	1,75	1,71	—
15,6	1,2	83,2	1,06	1,06	2000	9,2	9,3	81,5	1,79	1,75	1350
15,4	1,4	83,2	1,07	1,07	1980	9,0	9,5	81,5	1,83	1,79	—
15,2	1,7	83,1	1,08	1,08	1987	8,8	9,8	81,4	1,87	1,82	—
15,0	1,9	83,1	1,10	1,09	1960	8,6	10,0	81,4	1,92	1,87	—
14,8	2,2	83,0	1,11	1,10	1940	8,4	10,3	81,3	1,97	1,92	—
14,6	2,4	83,0	1,13	1,12	1910	8,2	10,5	81,3	2,00	1,95	—
14,4	2,7	82,9	1,15	1,14	1890	8,0	10,8	81,2	2,06	2,00	1205
14,2	2,9	82,9	1,16	1,15	1870	7,8	11,0	81,2	2,12	2,06	—
14,0	3,2	82,8	1,18	1,17	1850	7,6	11,3	81,1	2,17	2,10	—
13,8	3,4	82,8	1,20	1,19	1830	7,4	11,6	81,0	2,23	2,16	—
13,6	3,7	82,7	1,21	1,20	1820	7,2	11,8	81,0	2,29	2,22	—
13,4	4,0	82,6	1,23	1,22	1800	7,0	12,1	80,9	2,35	2,28	—
13,2	4,2	82,6	1,25	1,24	1780	6,8	12,3	80,9	2,42	2,35	—
13,0	4,5	82,5	1,27	1,25	1750	6,6	12,6	80,8	2,50	2,42	—
12,8	4,7	82,5	1,29	1,27	1730	6,4	12,8	80,8	2,58	2,50	1000
12,6	5,0	82,4	1,31	1,29	1710	6,2	13,0	80,8	2,66	2,57	—
12,4	5,2	82,4	1,33	1,31	1700	6,0	13,3	80,7	2,75	2,60	—
12,2	5,5	82,3	1,35	1,33	1680	5,8	13,6	80,6	2,84	2,74	—
12,0	5,7	82,3	1,37	1,35	1660	5,6	13,9	80,5	2,95	2,85	—
11,8	6,0	82,2	1,40	1,38	1640	5,4	14,1	80,5	3,06	2,95	—
11,6	6,2	82,2	1,42	1,40	1620	5,2	14,4	80,4	3,18	3,06	—
11,4	6,5	82,1	1,45	1,42	1600	5,0	14,6	80,4	3,30	3,18	—
11,2	6,7	82,1	1,48	1,45	1580	4,8	14,9	80,3	3,44	3,30	—
11,0	7,0	82,0	1,50	1,47	1550	4,6	15,1	80,3	3,58	3,44	—
10,8	7,2	82,0	1,53	1,50	1520	4,4	15,4	80,2	3,74	3,59	—
10,6	7,5	81,9	1,55	1,52	—	4,2	15,6	80,2	3,92	3,76	—
10,4	7,8	81,8	1,58	1,55	—	4,0	15,9	80,1	4,12	3,95	—
10,2	8,0	81,8	1,61	1,58	—						

10.4. Состав продуктов полного сгорания природных газов, %

CO_2	O_2	N_2	h	α	CO_2	O_2	N_2	h	α
11,8	0,0	88,2	1,00	1,00	7,8	7,1	85,1	1,51	1,46
11,6	0,4	88,0	1,02	1,02	7,6	7,5	84,9	1,55	1,50
11,4	0,7	87,9	1,03	1,03	7,4	7,8	84,8	1,59	1,53

Продолжение табл. 10.4

CO ₂	O ₂	N ₂	h	α	CO ₂	O ₂	N ₂	h	α
11,2	1,1	87,7	1,05	1,05	7,2	8,2	84,6	1,64	1,57
11,0	1,4	87,6	1,07	1,06	7,0	8,5	84,5	1,68	1,61
10,8	1,8	87,4	1,09	1,08	6,8	8,9	84,3	1,73	1,66
10,6	2,1	87,3	1,11	1,10	6,8	9,2	84,2	1,79	1,71
10,4	2,5	87,1	1,13	1,12	6,4	9,5	84,0	1,85	1,76
10,2	2,8	87,0	1,15	1,14	6,2	10,0	83,8	1,90	1,82
10,0	3,2	86,8	1,18	1,16	6,0	10,3	83,7	1,96	1,87
9,8	3,6	85,6	1,20	1,18	5,8	10,7	83,5	2,03	1,94
9,6	3,9	86,5	1,23	1,20	5,6	11,0	83,4	2,11	2,00
9,4	4,2	86,4	1,25	1,22	5,4	11,4	83,2	2,18	2,07
9,2	4,6	86,2	1,28	1,25	5,2	11,8	83,0	2,26	2,15
9,0	5,0	86,0	1,31	1,28	5,0	12,1	82,9	2,36	2,22
8,8	5,3	85,9	1,34	1,30	4,8	12,5	82,7	2,46	2,31
8,6	5,7	85,7	1,37	1,33	4,6	12,8	82,6	2,56	2,41
8,4	6,1	85,5	1,40	1,36	4,4	13,2	82,4	2,68	2,51
8,2	6,4	85,4	1,44	1,40	4,2	13,5	82,3	2,81	2,62
8,0	6,8	85,2	1,47	1,43	4,0	13,9	82,1	2,94	2,75

цию факелов можно менять, если изменить соотношение давлений топлива и воздуха или количеств первичного и вторичного воздуха (при многозонных горелках), а также применением пара низкого давления 0,1—0,2 МПа (1—2 кгс/см²) в паромеханических форсунках. Задача при этом и состоит в том, чтобы при заданном минимальном избытке воздуха в топке и приемлемой конфигурации факелов достичь требуемых результатов по анализу дымовых газов, производительности и температуре перегретого пара. При этом особое внимание следует обращать на чистоту обработки поверхностей деталей форсунок и соблюдение плотности при их сборке. Установка форсунок в регистры должна производиться только после испытания их на стенде. Положение форсунок в амбразуре должно фиксироваться специальными упорами.

Факел в топке должен быть светло-желтого цвета, без полос и копоти.

При задымленности в топке добавляется дутьевой воздух, при отсутствии тяги в топке (при полностью открытом дымососе) проверяют разрежение в борове и присоединительных коробах, а также состояние взрывных клапанов.

Одновременно в режимной точке берется газ для определения содержания СО. Процесс сжигания газа и мазута должен быть организован так, чтобы в дымовых газах отсутствовали продукты химического недожога. Поэтому главной задачей является определение оптимального коэффициента избытка воздуха, при котором будет вестись эксплуатация котла. Следует отметить, что при занижении $\alpha_{\text{опт}}$ может происходить занос поверхностей нагрева отложениями. Для определения СО удобно пользоваться индикаторными трубками.

При химическом недожоге количество Н₂ обычно равняется 1,2—1,3 от количества СО, а СН₄ — всегда меньше СО. При малых значениях СО по трубке (0,002) получается и малое значение q_3 . Следовательно, если производится сжигание топлива так, что по индикаторной трубке имеются лишь следы СО, то значением q_3 можно пренебречь.

Особое внимание следует обращать на температуру уходящих газов, которая не должна быть выше просечной. Вследствие изменения режима (особенно при заносах хвостовых поверхностей) она повышается сверх допустимой, что может привести к загоранию сажистых отложений в воздухоподогревателе. Поэтому перед проведением наладочных работ необходимо убедиться в наличии сигнализации о повышении температуры дымовых газов перед дымососом. При изменении температуры уходящих газов, по сравнению с определенным тепловым расчетом, необходимо провести анализ газов, взятых между ступенями экономайзера и воздухоподогревателя, и проверить плотность конвективной шахты. Проверить обмуровку топki, чистоту поверхностей нагрева, убедиться в отсутствии свищей на трубах экономайзера, в непротекании в газоходы обдувочными аппаратами обдуваемой среды. Могут быть и конструктивные или расчетные ошибки. В этом случае проверяют тепловой расчет и чертежи экономайзера и воздухоподогревателя, определяют диапазон регулирования температуры перегрева пара.

Определение присосов воздуха в топочную камеру. Присосы в топку происходят из-за неплотности последней при разрежении в ней. Следовательно, при создании давления внутри топki в камеру будет поступать воздух только через горелки. Для определения присосов воздуха опыты производят с завышенным коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1,25—1,3$, гарантирующим отсутствие химического недожога при постоянной нагрузке около 80 % номинальной и неизменном расходе воздуха через воздухоподогреватель. Газы для анализа на содержание RO₂ берутся из верхней точки топki или за пароперегревателем при плотной обмуровке. Разрежение измеряется внизу холодной воронки. Сопротивление воздухоподогревателя контролируется U-образными манометрами. Первоначально проводится опыт при принятом эксплуатационном разрежении. Затем шибер дымососа прикрывается до тех пор, пока в нижней части топki установится нулевое разрежение. С уменьшением разрежения в топке уменьшится и подача воздуха в нее. Для поддержания неизменного расхода воздуха через воздухоподогреватель открывают венец дутьевого вентилятора до тех пор, пока сопротивление примет первоначальное значение. При новом режиме топki «под давлением» производится запись тех же значений, что и при первоначальном опыте.

По полученным значениям RO₂ подсчитывают избытки воздуха. Присосы воздуха

$$\Delta\alpha = \alpha_T^p - \alpha_T^d, \quad (10.53)$$

где α_T^p и α_T^d — коэффициенты избытка воздуха в топке соответственно при разрежении и давлении.

Пользуются и другим методом, более простым, но менее точным, при котором нагрузка котла устанавливается около 80 % номинальной и $\alpha = 1,3—1,4$.

При первом режиме с эксплуатационным разрежением в топке измеряются разность разрежений между верхом и низом топki ΔH , коэффициент избытка воздуха вверху топki (или за пароперегревателем) $\alpha''_{\text{пп}}$ и сопротивление выбранного участка конвективной шахты.

Затем устанавливается несколько режимов с повышением разрежения до 0,14—0,19 кПа (15—20 кгс/м²). При этом в каждом режиме поддерживается постоянный расход воздуха при неизменном сопротивлении воздухоподогревателя, измеряемого U-образными манометрами. Длительность одного режима определяется временем записей одного или двух показаний приборов.

По полученным значениям разрежения в топке и газового сопротивления выбранного участка (обычно воздухоподогревателя) ΔP_r строят график (рис. 10.4). Через полученные точки проводят прямую (сплошная линия), которая экстраполируется вправо (штриховая линия) в область работы топки под давлением. В правой части графика по оси абсцисс откладывают разность разрежений между верхом и низом топки ΔH , полученную при первом режиме. Сделав перенос на кривую и далее на ось ординат, определяют сопротивление газового тракта ΔP_d , которое соответствовало бы работе топки под давлением.

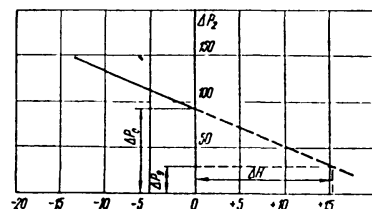
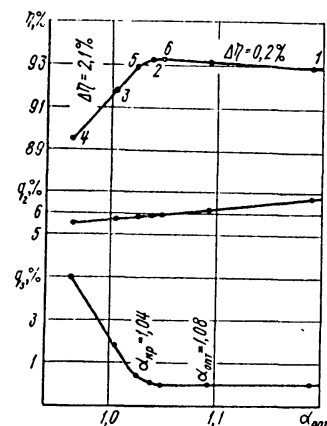


Рис. 10.4. График определения присосов топки методом экстраполяции

Рис. 10.5. График зависимости КПД и тепловых потерь котла от коэффициента избытка воздуха



Величина присосов в топке подсчитывается по формуле

$$\Delta \alpha_T = \alpha''_{пн} (1 - \sqrt{\Delta P_d / \Delta P_0}) / 2, \quad (10.54)$$

где ΔP_0 — сопротивление газового тракта при первом режиме. Величина присосов, определенная по номинальной (или другой) нагрузке,

$$\Delta \alpha_{ном} = \Delta \alpha D / D_{ном}, \quad (10.55)$$

где D и $D_{ном}$ — соответственно нагрузки во время опытов и номинальная.

Определение присосов в конвективную шахту производится между отдельными ступенями экономайзеров и воздухоподогревателей или в конвективной шахте в целом по результатам RO_2 , взятым одновременно до и после испытуемого элемента или участка. Измерение RO_2 должно производиться с правой и левой стороны конвективной шахты. Присосы подсчитываются как разность коэффициентов избытка воздуха:

$$\Delta \alpha = \alpha'' - \alpha'. \quad (10.56)$$

Определение критического и оптимального избытков воздуха в топке. Анализ газов берется в режимной точке. Испытания производятся на номинальной, минимальной и промежуточной нагрузках. Критический избыток воздуха — это такой, ниже значения которого в уходящих газах начинают обнаруживаться продукты неполного сгорания (CO и H_2). Определение CO производится индикаторными трубками ГХ-ЧСО-02 или хроматографом.

Критический коэффициент $\alpha_{кр}$ зависит от коэффициента избытка воздуха горелочных устройств и присосов через топку. При плотной обмуровке и экономичных горелочных устройствах может рекомендоваться $\alpha_{кр} = 1,03$ — при сжигании жидкого топлива, $\alpha_{кр} = 1,02$ — газообразного, $\alpha_{кр} = 1,1$ — при камерном сжигании твердого топлива. При автоматическом регулировании процесса горения дозировка соотношения топлива и воздуха происходит с некоторыми погрешностями.

Для эксплуатации определяется оптимальный коэффициент избытка с учетом чувствительности схем автоматического регулирования:

$$\alpha_{опт} = \alpha_{кр} + (0,025 \dots 0,04). \quad (10.57)$$

Первый опыт производится с завышенным коэффициентом избытка воздуха $\alpha_{пн} = 1,15 \dots 1,25$, при котором должна отсутствовать погоря от химического недожога. Последующие опыты производятся при $\alpha_{пн} = 1,08 \dots 1,1$, а затем с изменением на $0,02 \dots 0,03$ до появления химического недожога не менее, чем в трех опытах. Затем опыты повторяются в обратном порядке до исчезновения химического недожога. Место перегиба кривой является точкой критического избытка воздуха. Полная серия из 6—7 опытов на одной нагрузке продолжается 5—6 ч. Закрепление результатов наладки осуществляется после включения приборов автоматики горения. После проведения опытов строят график. Последующие опыты рекомендуется производить после обработки предыдущего. В режимную карту вводится оптимальный избыток воздуха. По данным опытов строят график зависимости КПД котла и тепловых потерь от коэффициента избытка воздуха (рис. 10.5).

Определение минимального давления мазута (или газа) для устойчивого горения. Опыты производятся при номинальной производительности котла при всех включенных форсунках и открытых регулировочных вентиллях. Устанавливается требуемый избыток воздуха и по щитовым приборам замеряется нагрузка котла, температура перегретого пара, RO_2 , O_2 , CO , CH_4 , давление топлива. Снижение нагрузки осуществляется постепенно в течение 30—40 мин уменьшением давления мазута до 2; 1,6; 1,2; 1 МПа (20, 16, 12, 10 кг/см²). При уменьшении давления мазута следует уменьшать подачу воздуха, однако сохранять постоянный исходный избыток его. При заметном ухудшении горения необходимо увеличить коэффициент избытка воздуха, а при паромеханических форсунках включить пар на распыление. Если горение не улучшится, то необходимо повысить нагрузку котла увеличением давления топлива и воздуха, после чего вновь постепенно снизить нагрузку до устойчивого горения, установить нижний предел по давлению топлива. Для проверки этого режима необходимо, чтобы котел проработал 4—6 ч. Если работа котла на минимальном давлении топлива окажется приемлемой для данной котельной, то следует произвести полный объем работ по балансовым испытаниям с определением всех тепловых потерь и КПД.

Определение обеспеченности котла тягой и дутьем производится после очистки хвостовых поверхностей нагрева при работе с расчетной температурой питательной воды. Если опыты проводились на низкой температуре воды, то необходимо вводить поправку на несоответствие воздуха и продуктов сгорания. При работе происходит занос хвостовых поверхностей, что приводит к увеличению сопротивления газового тракта, поэтому учитывается запас по напору дымососов

менее 10—15 %. При проведении опытов по обеспеченности котла тягой и дутьем при номинальной нагрузке измеряют производительность котла, давление и температуру перегретого пара, температуру питательной воды, содержание RO_2 за котлом (или за дымососом), разрежение вверху топки и по газовому тракту, температура горячего и холодного воздуха, температура уходящих газов, расход электроэнергии на тягу и дутье, развиваемый напор. Если невозможно обеспечить номинальную производительность, то проверка производится на любой нагрузке, а затем делается пересчет по формуле, т/ч,

$$D_{\text{макс}} = \alpha_T D / \alpha_{\text{опт}} \quad (10.58)$$

Пример 10.1. Опыт производился на котле производительностью 40 т/ч. По условиям эксплуатации работы по определению обеспеченности котла тягой производились при нагрузке 30 т/ч. Увеличивалась подача воздуха до полной загрузки дымососа, при этом коэффициент (максимальный) избытка воздуха в топке был $\alpha_T = 1,3$. Возможная максимальная нагрузка котла из условий обеспечения тягой при оптимальном избытке воздуха $\alpha_T = 1,1$ по формуле (10.58) $D_{\text{макс}} = (1,3 \cdot 30) / 1,1 = 38,1$ т/ч. Испытания дутьевых вентиляторов определяются аналогичным методом. При этом опыт производится до полного открытия направляющих аппаратов, а в случае возникновения ограничения — до полного открытия направляющих аппаратов дымососов при сохранении нормального разрежения вверху топки.

Определение максимально возможной нагрузки котла при работе с одним вентилятором и одним дымососом. На многих котельных котлы оборудованы двумя вентиляторами и двумя дымососами, поэтому могут быть варианты работы на одном дымососе при аварийной остановке второго. Необходимо определить при этом максимально устойчивую производительность котла. До начала опыта следует закрыть отключающие шиберы и направляющий аппарат на остановленном дымососе. Остальные шиберы на котле устанавливаются так, чтобы обеспечить равномерное распределение газов по ширине газохода. Опыты должны производиться при очищенных поверхностях нагрева и при несколько уменьшенных избытках воздуха, но таких, чтобы не было значительного снижения температуры перегретого пара. Аналогично производятся испытания при работе с одним вентилятором.

Режимно-наладочные работы котлов с механическими топками. Не рекомендуется регулировать подачу топлива периодическими выключениями и включениями решетки, так как это приводит к перегрузке или прогарам в топке. Предварительно для решеток прямого хода устанавливается высота слоя топлива после регулятора 120—200 мм — для каменных углей; 100—150 мм — для антрацитов; 150—250 мм — для бурых углей с влажностью 22 %. Чем влажнее топливо, тем выше слой, и чем больше мелочи, тем меньше слой. Для топок с решетками обратного хода толщина слоя топлива поверх шлаковой подушки принимается равной 20—25 мм.

Давление воздуха под решеткой прямого хода предварительно выставляется:

- а) 0,098—0,19 кПа (10—20 кгс/м²) — первая зона;
- б) 0,49—0,78 кПа (50—80 кгс/м²) — вторая, третья (а в решетках длиной 7900 мм и четвертая);
- в) 0,19—0,29 кПа (20—30 кгс/м²) — четвертая зона.

При сжигании антрацитов дутье в первую зону не подается.

Для решеток обратного хода давление под решеткой составляет 0,11—0,19 кПа (15—20 кгс/м²), а давление на пневмозабросе равно 0,49 кПа (50 кгс/м²).

Проведение режимно-наладочных работ на котлах с цепными решетками производится в такой же последовательности, как и для котлов, работающих на газе и мазуте. При этом коэффициент избытка воздуха в топке принимается $\alpha_T = 1,4...1,5$ для донецких антрацитов типа АМ, АС и $\alpha_T = 1,3...1,4$ для всех остальных углей (каменные, бурые) и торфа, сжигаемых в топках прямого и обратного хода. Значение RO_2 определяется из формулы (3.24) в зависимости от значения $RO_2^{\text{макс}}$, принимаемого по табл. 3.3. Достижение требуемого значения RO_2 производится изменением напора воздуха в дутьевых зонах, высоты слоя топлива, а также изменением скорости движения решетки.

При работе решеток потери со шлаком при некачественном топливе могут составлять 1,4—10 %. Поэтому при наладочных работах особое внимание уделяется контролю за недожогом. Режим горения должен быть таким, чтобы топливо над последней зоной сгорало полностью и в шлаковый бункер поступал чистый шлак. Контроль за недожогом уноса ведется с помощью отбора проб из-под золоуловителя.

Режимно-наладочные работы на пылеугольных котлах производятся в следующей последовательности. Визуально через лючки определяется состояние горения и положение факела в топке. В топках с жидким шлакоудалением факел должен находиться вблизи летки, при сухом шлакоудалении — не должен опускаться ниже середины холодной воронки. Из факела не должна сепарироваться топливная пыль. Положение факела в топке регулируется изменением соотношения первичного и вторичного воздуха. В турбулентных горелках при увеличении поступления первичного воздуха увеличивается длина факела, в горелках типа ЦКТИ наоборот — уменьшается. В некоторых горелках имеются специальные шиберы, с помощью которых регулируется опускание факелов вниз, к холодной воронке, и поднятие их вверх. При наладочных работах, изменяя соотношение первичного и вторичного воздуха, добиваются оптимального положения факела в топке (табл. 10.5).

10.5. Рекомендуемый расход первичного воздуха при сжигании топлива в пылеугольных топках

Топливо	Расход первичного воздуха, % от всего расхода, при транспортировании пыли	
	сушильным агентом	горячим воздухом
Каменные угли	25—35	20—25
Бурые угли	45—55	20—25
АШ, полуантрациты и тощие угли	20—25	15—20

При определении расхода воздуха пользуются напорными турбинами Прандтля, ЦКТИ, ВТИ и др. Содержание RO_2 за пароперегревателем принимается 16 % для каменных и бурых углей ($CV^* = 40...45$ %), 14,5—15,5 % — для антрацитовых штыбов и тощих углей. Минимальный коэффициент избытка воздуха в топке может быть 1,1—1,15, максимальный — 1,25 (прил. 2 и 3).

Основным параметром котлов, работающих на взрывоопасных топливах, является температура аэросмеси. Для предотвращения взрывов при повышении температуры аэросмеси сверх допустимой

должна быть предусмотрена автоматическая защита. Без опробования ее на срабатываемость работы по режимно-наладочным испытаниям не должны производиться. Одновременно с анализом газов производится контроль за содержанием горючих в шлаке и уносе.

После доведения основных проектных параметров ($D, P, t_{\text{гв}}, RO_2$) до нормы, получения требуемых температур горячего воздуха, аэросмеси, уходящих газов, установления оптимального положения факелов, достижения требуемых напоров первичного и вторичного воздуха и коэффициента избытка воздуха в топке, получения шлака, золы и уносов с минимальным количеством горючих переходят к проведению наладочных работ на меньших нагрузках. При этом уменьшают количество топлива, воздуха и тягу. Получив промежуточную нагрузку, берут анализ газов и подгоняют все остальные параметры для достижения приемлемого выжига горючих в шлаке, золе и уносах.

Наиболее трудоемкой является наладка режима при минимально устойчивой нагрузке без подсветки мазутом. На пылеугольных котлах при снижении нагрузки происходит общее уменьшение теплонапряжения в топке, вследствие чего горение ухудшается и при некоторой нагрузке пылевые факелы гаснут. При повторном вдувании топлива могут быть «хлопки», поэтому в топке должен быть огонь для подхватки пылевого факела. Задача заключается в том, чтобы определить минимально устойчивую нагрузку, при которой горение без мазута будет устойчивое, и отладить топочный режим. При этом необходимо организовать работу так, чтобы в случае погасания факелов не понизилась бы общая нагрузка котельной (ТЭЦ).

Снижение нагрузки до минимума необходимо производить постепенно, при потемнении факелов следует включать мазутные форсунки.

Процесс наладки такой же, как и при больших нагрузках.

Наладочные работы по определению оптимальных значений тонкости помола пыли R_{90} и коэффициента избытка воздуха проводятся на номинальной, минимальной и двух промежуточных нагрузках при следующих остатках пыли на сите при помоле в шаровых мельницах: $R_{90} = 20; 40$ и 50 — для бурых и каменных углей, $R_{90} = 6; 9; 12$ и 15 — для тощих и $R_{90} = 3; 6; 9$ и 12 — для антрацитов. При этом на каждый опыт устанавливаются коэффициенты избытка воздуха за пароперегревателем 1,4; 1,3; 1,2 и т. д. до появления химического недожога.

Необходимая тонкость помола, %, ориентировочно подсчитывается по формуле

$$R_{90} = 6 + 0,8 \frac{100 - A^c}{100} V^r$$

При проведении опытов производят те же замеры, что и при балансовых испытаниях, кроме учета количества очаговых остатков, которые принимаются по таблице (см. прил. 2). При этом местной лабораторией определяется содержание горючих в шлаке, золе и уносе.

По данным замеров испытаний производится обработка материалов для выяснения тепловых потерь и строятся графики зависимости тепловых потерь от тонкости помола $q_3 + q_4 = f(R_{90})$ и зависимости тепловых потерь от коэффициента избытка воздуха $q_2 + q_3 + q_4 = f(\alpha_{\text{н.п}})$.

В котельных установках, оборудованных молотковыми мельницами с гравитационными сепараторами, отбор пыли сложен, поэтому о точности помола судят по скорости аэросмеси в шахтах, которая

принимается 1,4—2 м/с для каменных углей; 2,2 — 3 м/с — для бурых углей; 3,5—4,5 м/с — для фрезерного торфа. Строится график зависимости тепловых потерь от скорости аэросмеси.

Прикидочные опыты проводят после наладки котлов перед проведением балансовых испытаний. Целью прикидочных опытов являются определение возможных пределов регулирования котлов, анализ работы отдельных элементов и узлов, выявление рабочих характеристик оборудования.

Прикидочными опытами проверяется равномерность распределения воздуха по горелкам, уточняется соотношение первичного и вторичного воздуха, определяются присосы воздуха в котел, сверяются показания приборов, установленных по месту отбора импульсов, со щитовыми и др. Процесс проведения прикидочных опытов такой же, как и при балансовых испытаниях. Руководитель испытаний каждому наблюдателю выдает заполненный бланк журнала наблюдений и проводит инструктаж на рабочем месте. При проведении работ на пылеугольных котлах назначаются дополнительно два ответственных за отборы проб (пыли, топлива, шлака, золы и уноса). Они также должны пройти инструктаж и ознакомиться с инструментом и тарой.

Работа по проведению испытаний должна быть организована четко:

а) руководитель испытания намечает и изменяет топочный режим, ведет дневник записей работы котла и вспомогательного оборудования, контролирует и направляет работу всего персонала, принимающего участие в испытаниях, ведет переговоры с руководством котельной и оформляет документацию;

б) члены наладочной бригады (инженеры, техники) производят присоединение дополнительных приборов, ведут запись показаний основных и вспомогательных приборов, наблюдают за правильностью заполнения журналов наблюдения наблюдателями, обрабатывают материалы испытаний со сведением теплового баланса и построением необходимых графиков;

в) эксплуатационный персонал устанавливает и поддерживает, по указанию руководителя испытаний, заданный режим, следит за работой вспомогательного оборудования и контрольно-измерительных приборов, проводит необходимый анализ топлива и очаговых остатков.

При проведении прикидочных и балансовых испытаний производится запись расхода пара и воды (дифманометрами) через 2 мин; показаний парометров, температуры и давления пара — через 5 мин, остальных приборов — через 15 мин.

Количество наблюдателей зависит от местных условий. Для записи показаний, производимых через 2 мин (дифманометр), ставят по одному наблюдателю на каждую точку, производимых через 5 мин, — по одному наблюдателю на 2—3 точки, производимых через 15 мин, — по одному наблюдателю на 3—4 точки.

При проведении прикидочных и балансовых испытаний производятся основные измерения, приведенные в табл. 10.2.

Балансовые испытания. Ко времени проведения балансовых испытаний должны быть окончены все наладочные работы, а прикидочными опытами установлены рабочие характеристики котла и вспомогательного оборудования. В процессе проведения балансовых испытаний должен стабильно выдерживаться заданный режим. За 1 ч до начала испытаний производится обдувка поверхностей нагрева, а в пылеугольных котлах с сухим шлакоудалением спущен весь шлак из шлакового комода. Продолжительность опыта в зависимости от применяемого вида топлива устанавливается в следующих пределах:

- а) прикидочный опыт на угле — 4 ч, на мазуте или газе — 2 ч;
- б) испытание по прямому балансу на твердом топливе при схемат

пылеприготовления с промежуточным бункером — 8 ч; на мазуте, газе и твердом топливе (при схеме с прямым выдуванием) — 4 ч;
в) испытание по обратному балансу на твердом топливе — 4 ч, на жидком и газообразном — 2 ч.

Продолжительность работы котла от растопки до начала испытания должна быть не менее:

а) для котлов с камерными топками и с облегченной обмуровкой не менее — 60 ч;

б) для котлов с толстой кирпичной обмуровкой не менее — 72 ч;

в) для котлов с механическими решетками не менее — 24 ч.

Длительность выдерживания испытательной нагрузки непосредственно перед испытанием для котлов на жидком и газообразном топливе при камерном сжигании с твердым шлакоудалением 3 ч, для котлов с жидким шлакоудалением после устойчивого выхода жидкого шлака — 2 ч.

10.6. Размеры отбираемых проб

Максимальный размер кусков, мм	Масса порции, кг, не менее
13	0,6
25	1,5
50	2,5
100	5

Примечания 1. За максимальный размер кусков топлива принимается размер ячейки сита, остаток на котором при просеивании составляет не более 5 % массы просеиваемой пробы.

2. При сжигании до 300 т топлива количество порций не менее 15.

лабораторной. Измельчение производится на металлическом листе размером $2 \times 1,5$ м с помощью разбивания ее молотками или специальными трамбовками. Во избежание потери влаги работа должна производиться быстро. При этом производится рассев пробы на ситах.

Вся проба перемешивается и складывается в конусообразную кучу. Насыпка производится на вершину конуса. По окончании пересыпки первой кучи приступают к пересыпке ее в такой же последовательности во вторую кучу, затем — в третью. Сокращение пробы производится квартованием, т. е. всю кучу сплющивают до цилиндра толщиной 30—50 мм и делят всю площадь на четыре равных сектора, из которых два противоположных отбрасывают, а два других пропускают через сито 3×3 мм.

Просев перемешивается, выкладывается последовательно в две конусные кучи, после чего сплющивается так, чтобы получился большой квадрат толщиной 30—50 мм, разбиваемый на малые квадраты с размерами сторон 100×100 . Из каждого квадрата со всей толщи и отбирается проба массой по 1,5 кг в две банки или бутылки. Банки должны быть сразу же плотно закупорены и запечатаны. На банках приклеиваются ярлыки с пометками: а) вид топлива пробы, б) тип котла и его нагрузка, в) дата проведения испытания, г) наименование объекта, д) фамилия ответственного лица за проведение испытания.

Отбор проб жидкого топлива производится из мазутопровода (перед горелками) при помощи пробоборных краников. Количество мазута для первичных проб зависит от общего расхода топлива за опыт и принимается: при расходе до 10 т — 2... 4 л, от 10 до 20 — 7 л, выше 20 т — $(10 + 1)$ л на каждые последующие 10 т. Отбор производится равномерно в течение всего опыта через каждые 15—20 мин. Средняя проба отбирается после тщательного перемешивания всего слитого мазута. Пробы для анализа берутся в две 1-литровые бутылки, залитые по $2/3$ их вместимости. Бутылки закрываются резиновыми пробками и заливаются сургучом.

Отбор проб шлака производится из шлаковых комодов. При этом весь шлак вынимается на пол зольного помещения и равномерно перемешивается. При небольшом количестве шлака разделка его производится из общего количества.

Для котлов производимостью до 200—220 т/ч отбор шлака производится так: после 20 сброшенных лопат в канал одна берется для разделки пробы. В котлах производимостью свыше 220 т/ч отбор проб производится через каждые 20—30 мин по 10 лопат из непрерывно удаляемого из комода шлака. В котлах небольшой производимости с вагонеточным удалением шлака при отборе проб из каждой вагонетки берется по 3—4 лопаты из разных мест. Масса отобранной пробы за опыт должна быть не менее 200 кг и не более 25 % общего количества шлака. Разделка проб производится по методу, описанному выше для топлива. Отбор лабораторных проб производится по 1 кг в четыре банки (для определения влажности, содержания горючих и др.).

Отбор проб золы производится из-под золоуловителей. Все первичные пробы должны быть не меньше 100 кг и не более 25 % общего количества золы, полученной за опыт. При малом количестве для первичной пробы забирается вся зола.

Отбор проб из пыли производится из нижней части скруббера через каждые 10—15 мин специальными мерными банками вместимостью около 1 л. Пробы сливаются в общую емкость. После осветления вода сливается, а осевшая зола ссыпается в железные противни, высушивается, а затем разделяется по указанной выше методике. Проба для анализа отбирается по 1 кг в две банки.

Отбор проб уноса производится при наличии золоуловителей — из газоходов перед золоуловителями, при отсутствии последних — за дымососом. Отбор производится пылеотборными трубками ВТИ или Альнера, соединенными с циклончиком. Через каждый час на протяжении всего опыта производится высыпание уноса в отдельную банку. Газоход в месте отбора должен быть предварительно протарирован.

Условия проведения балансовых испытаний. В период испытаний котел должен работать на том топливе, которое предусмотрено программой испытания. Вентили непрерывной продувки должны быть закрыты. Если это не допускается водно-химическим режимом, то необходимо расчетом определять количество продувочной воды, %. Управление процессом горения осуществляется вручную. Уровень воды в котле поддерживается (средний) постоянным. Испытания проводятся в эксплуатационных условиях при установившемся тепловом состоянии котла. Обдувку поверхностей нагрева в период испытания не следует производить. Устанавливаются режимная точка — за пароперегревателем, балансовая — перед дымососом.

Экспресс-испытания котлов, работающих на жидком и газообразном топливах. До проведения испытаний по этой методике необходимо произвести обычный комплекс наладочных работ, а затем сделать прикидочные испытания, состоящие, в основном, из двух операций: про-

ведение опытов с целью построения графиков аэродинамических характеристик котлов и определение оптимального избытка воздуха. Производительность котлов регулируется изменением расхода топлива и воздуха, что практически сводится к поддержанию определенных давления топлива перед горелками и сопротивления газового и воздушного участков конвективной шахты. Регулировку режима горения во время проведения испытаний, а также и при дальнейшей эксплуатации удобно производить по следующим предварительно составленным графикам аэродинамических характеристик: зависимости давления топлива перед горелками от производительности котла при постоянном количестве работающих форсунок $P_m = f(D)$ и зависимости сопротивления газового и воздушного тракта участков конвективных шахт от произведения $\alpha_p D$: $\Delta P = f(\alpha_p D)$, где P_m — давление мазута или газа перед горелками соответственно в МПа (кгс/см² и мм рт. ст.); D — производительность, т/ч; α_p — коэффициент избытка воздуха в режимной точке; ΔP — сопротивление участка газового или воздушного тракта, МПа (кгс/м²).

Для построения графиков необходимо произвести фотографию эксплуатационного режима при 4—5 нагрузках котла с определением следующих параметров:

- производительности, т/ч;
- рабочего давления, МПа (кгс/см²);
- температуры перегретого пара, °С;
- коэффициента избытка воздуха после пароперегревателя;
- давления мазута (или газа) в коллекторе, перед горелками, МПа (кгс/см²);
- разрежения в топке, кПа (кгс/м²);
- сопротивления участка конвективной шахты (воздухоподогревателя) по воздуху (ΔP_n , кПа (кгс/м²)) и газу (ΔP_r , кПа (кгс/м²)).

Опыты должны проводиться с одинаковым коэффициентом избытка воздуха при всех нагрузках.

Разрежение в топке должно быть все время постоянным. Контроль за разрежением в топке и конвективной шахте производится тягонапоромерами типа ТНЖ с большой градуированной шкалой.

По полученным данным строятся графики зависимости давления мазута или газа от выбранной производительности (рис. 10.6) и сопротивления воздухоподогревателя по воздушной ΔP_n и газовой ΔP_r стороне от произведения $\alpha_p D$ (рис. 10.7).

При изменении избытка воздуха α меняется и произведение $\alpha_p D$, а следовательно, и сопротивления, которые определяем по новому измененному $\alpha_p D$.

Пример 10.2. Требуется установить производительность котла 75 т/ч при коэффициенте избытка воздуха за пароперегревателем $\alpha_{n.n} = 1,15$.

По графику рис. 10.6 указанной нагрузке соответствует давление мазута 2,48 МПа (24,8 кгс/см²) и газа 40 мм рт. ст. Подсчитав произведение $\alpha D = 75 \cdot 1,15 = 86,2$, по графику рис. 10.7 находим сопротивление воздушного участка 0,79 кПа (80 кгс/м²), газового — 0,56 кПа (57 кгс/м²). Это значит, что заданный режим характеризуется расходом топлива и газов, которым соответствуют

$$P_0 = 40 \text{ мм. рт. ст. или } 2,4 \text{ МПа (24,8 кгс/см}^2\text{)}, \\ \Delta P_r = 0,56 \text{ кПа (57 кгс/м}^2\text{)} \text{ и } \Delta P_n = 0,79 \text{ кПа (80 кгс/м}^2\text{)}.$$

Перестройка режима по изменению коэффициента избытка воздуха без изменения производительности котла производится аналогично. Например, в указанном выше режиме, т. е. при $D = 75$ т/ч и $\alpha_{n.n} = 1,15$, необходимо установить новый избыток $\alpha'_{n.n} = 1,05$. Подсчитав произведение $\alpha D = 75 \cdot 1,05 = 78,75$, по графику рис. 10.7 находим $\Delta P_r = 0,53$ кПа (54 кгс/м²) и $\Delta P_n = 0,73$ кПа (74 кгс/м²). Затем ключом дистанционного управления со щита устанавливается новое сопротивление, соответствующее $\alpha = 1,05$.

Обработка результатов испытаний и составление технического отчета. После проведения балансовых испытаний руководителем работ проверяются журналы наблюдений и выдаются исполнителям для

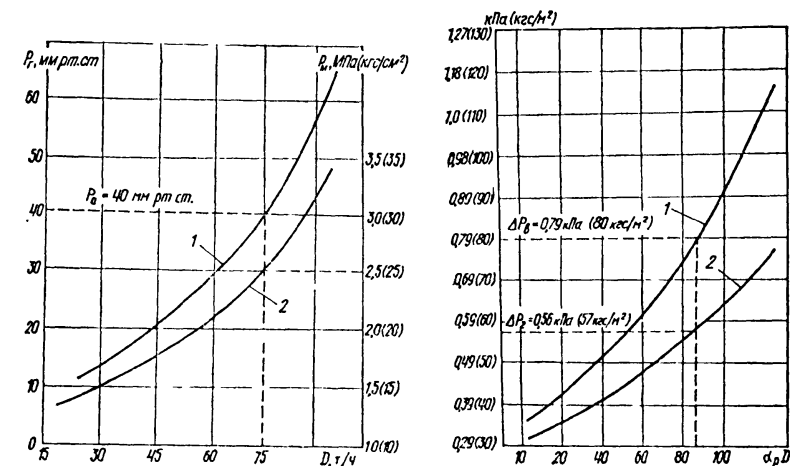


Рис. 10.6. График зависимости давления газа P_r и мазута P_m от производительности котла D :

1 — газ; 2 — мазут

Рис. 10.7. График зависимости сопротивления участков воздушного (кривая 1) и газового (кривая 2) трактов котла от $\alpha_p D$

обработки материалов. При подсчете средних величин неверно записанные (имеющие резкое расхождение с другими записями) данные исключаются из расчетов. На основании предварительных заключений заказчику выдается временная режимная карта. Расчеты по балансовым испытаниям производятся после получения из лаборатории данных анализа топлива, очаговых остатков и уноса. По проведенным работам составляется технический отчет, состоящий из материалов, расположенных в следующей последовательности.

1. Введение. Излагается краткое содержание работы, ее назначение.
2. Краткая техническая характеристика оборудования. Приводится краткое описание котла и вспомогательного оборудования. Технические характеристики сводятся в таблицы. Дается краткая характеристика работы котла до наладки.
3. Методика проведения режимно-наладочных испытаний. Дается общий обзор проведения режимно-наладочных работ. Указываются

условия проведения работ. Приводится краткое описание способов измерения и указываются точки проведения замеров.

4. Методика подсчета результатов испытаний. Указывается методика, по которой производился расчет, приводятся значения отдельных характеристик или формул из применяемой методики.

5. Сводная таблица результатов балансовых испытаний. В таблицы вносятся обобщенные данные записей из журналов наблюдений и производится расчет.

6. Выводы. Рассматриваются основные итоги режимно-наладочных испытаний. Делается анализ выявленных в опытах потерь теплоты. Описываются отдельные явления и узлы, отрицательно влияющие на работу котла.

7. Предложения. Приводится перечень мероприятий по улучшению работы или обслуживания оборудования, повышению эффективности и снижению расхода топлива.

8. Приложения. Помещаются режимные карты, графики тепловых потерь и КПД в зависимости от нагрузки котла, технический акт, технический анализ топлива.

Расчеты могут производиться по следующим методикам:

1) общепринятой — по элементарному составу топлива, применяется для всех видов топлива;

2) упрощенной Я. Л. Пеккера — по приведенным характеристикам топлива — для жидких, газообразных и твердых топлив;

3) упрощенной М. Б. Равича — для жидких и газообразных топлив, но может быть использована и для твердых топлив.

После обработки материалов балансовых испытаний составляется постоянная режимная карта.

Приведение данных испытаний к номинальным условиям. При обработке материалов испытаний вносятся некоторые поправки на тепловые потери. При внешнем подогреве от постороннего источника жидкого топлива или воздуха (в калориферах) повышается КПД установки, а следовательно, уменьшаются тепловые потери. В этом случае от потерь теплоты с уходящими газами q_2 необходимо отнять теплоту, вносимую подогревом, которую рассчитывают для мазута, %,

$$\Delta q_T = Q_{\phi T} \cdot 100/Q_P^P, \quad (10.59)$$

где $Q_{\phi T}$ — теплота топлива, определяемая по формуле (10.4);

для воздуха, подогреваемого в калориферах (для всех топлив), %:

$$\Delta q_K = Q_{в. вл} \cdot 100/Q_P^P, \quad (10.60)$$

где $Q_{в. вл}$ — теплота воздуха, определяемая по формуле (10.5).

Если применялись форсунки парового распыления с использованием пара от постороннего источника, то от q_2 следует отнимать тепло, вносимое паром форсунок, %,

$$\Delta q_{\phi} = \frac{d_{\phi}}{200} (t_{yx} - t_n), \quad (10.61)$$

где d_{ϕ} — удельный расход пара на распыление 1 кг топлива; принимается по характеристикам форсунок или при отсутствии данных — 0,3...0,35 кг пара на 1 кг топлива; t_n — температура пара, поступающего на форсунки, °С.

10.7. Сводная ведомость величин, полученных при проведении балансовых испытаний на двух нагрузках, котла ТП-35, работающего на угле марки Т (без подсветки мазутом)

№ п/п	Наименование	Обозначение	Единица физической величины	Нагрузка	
				100 %-ная	75 %-ная
I. Характеристика котла					
1	Система ТП-35				
2	Производительность — 35 т/ч				
3	Рабочее давление в барабане 4,4 МПа (44 кг/см²)				
4	Температура перегретого пара 450 °С				
5	Объем топки 243 м³				
II. Испытания					
	Дата				
6	Начало испытаний		ч, мин	13—00	14—30
7	Конец		ч, мин	17—00	18—30
8	Длительность		ч	4	4
III. Топливо					
9	Марка угля				
10	Элементарный состав:	Т			
	углерод	С ^P	%	62,8	67,0
	водород	H ^P	%	3,3	3,2
	азот	N ^P	%	1,2	1,2
	кислород	O ^P	%	1,8	1,8
	сера	S ^P	%	3,4	3,1
	влажность	W ^P	%	10	11,1
	зольность	A ^P	%	12,1	12,6
11	Низшая рабочая теплота сгорания топлива	Q _н ^P	кдж/кг (ккал/кг)	26357 (6295)	25511 (6093)
12	Содержание летучих	V ^r	%	10,27	9,83
13	Влажность пыли	W _п	%	0,94	1,9
14	Тонкость помола пыли по остатку на сите 88 мк	R ₈₀	%	11	11
15	Теплота сгорания пыли	Q _{н. п} ^P	кДж/кг (ккал/кг)	29279 (6993)	28697 (6854)
IV. Пар					
16	Производительность по измерению	D	т/ч	35,5	27,9
17	Давление насыщенного пара	P _в	МПа (кгс/см²)	3,9 (39)	3,9 (39)
18	Давление перегретого пара	P _{п. п}	МПа (кгс/см²)	3,6 (36)	3,6 (36)

Продолжение табл. 10.7

№ п/п	Наименование	Обозначение	Единица физической величины	Нагрузка	
				100 %-ная	75 %-ная
19	Температура перегретого пара	$t_{п. п}$	°C	442	418
20	Теплосодержание перегретого пара	$i_{п. п}$	кДж/кг (ккал/кг)	3321 (792)	3349 (779,4)
V. Питательная вода					
21	Температура питательной воды	$t_{п. в}$	°C	111	112
22	Теплосодержание питательной воды	$i_{п. в}$	кДж/кг (ккал/кг)	465 (111)	469 (112)
VI. Воздух					
23	Температура холодного воздуха	$t_{х. в}$	°C	30	30
24	Температура горячего воздуха	$t_{г. в}$	°C	401	374
25	Давление (напор) воздуха за дутьевым вентилятором	H_v	даПа (кгс/м²)	226	143
26	Давление воздуха за воздухоподогревателем	$H_{в. п}$	даПа (кгс/м²)	173	115
27	Статическое давление (напор) первичного воздуха перед горелками	$H_{ст. гор}$	даПа (кгс/м²)	20	10
28	Динамическое давление первичного воздуха перед горелками	$H_{д. гор}$	даПа (кгс/м²)	35	32
29	Статическое давление вторичного воздуха	$H_{ст}$	даПа (кгс/м²)	70	21
VII. Уходящие газы					
30	Температура уходящих газов за первой ступенью пароперегревателя	$t_{Iп}$	°C	682	647
31	Температура уходящих газов за второй ступенью водяного экономайзера	$t_{IIв. э}$	°C	510	455
32	Температура уходящих газов за второй ступенью воздухоподогревателя	$t_{IIв. п}$	°C	344	326
33	Температура уходящих газов за первой ступенью водяного экономайзера	$t_{Iв. э}$	°C	219,2	209,1
34	Температура уходящих газов перед золоуловителем	$t_{к. а}$	°C	167	151
35	Температура уходящих газов перед дымососом	t_d	°C	72	70
36	Разрежение в топке	S_T	даПа (кгс/м²)	1	1

Продолжение табл. 10.7

№ п/п	Наименование	Обозначение	Единица физической величины	Нагрузка	
				100 %-ная	75 %-ная
37	Разрежение за котлом	S_k	даПа (кгс/м²)	10	7,5
38	Разрежение за второй ступенью водяного экономайзера	$S_{IIв. э}$	даПа (кгс/м²)	15	11
39	Разрежение за второй ступенью воздухоподогревателя	$S_{IIв. п}$	даПа (кгс/м²)	45	34
40	Разрежение за первой ступенью водяного экономайзера	$S_{Iв. э}$	даПа (кгс/м²)	65	48
41	Разрежение перед скруббером	$S_{к. а}$	даПа (кгс/м²)	90	65
42	Разрежение перед дымососом	S_d	даПа (кгс/м²)	220	160
43	Содержание RO_2 за котлом	RO_2	%	15,0	14,7
44	Содержание $RO_2 + O_2$ за котлом	$RO_2 + O_2$	%	19,4	19,2
45	Содержание RO_2 перед дымососом	RO_2	%	12,8	12
46	Содержание $RO_2 + O_2$ перед дымососом	$RO_2 + O_2$	%	18,5	18,2
VIII. Шаровая барабанная мельница ШБМ					
47	Температура после ШБМ	t_m	°C	80,0	92
48	Разрежение до ШБМ	$S_{дом}$	даПа (кгс/м²)	54	69
49	Разрежение после ШБМ	$S_{зам}$	даПа (кгс/м²)	136	137
IX. Ток электродвигателей					
50	Дутьевой вентилятор	A_d	A	90	72,9
51	Дымосос	A_d	A	127,4	97,7
52	Питатели пыли	$A_{п. п}$	A	1,8	1,7
53	Положение траверсы плоского контроллера	—	%	8—9	2,5—3,5
X. Шлак и унос					
54	Содержание горючих в шлаке	$C_{ш}$	%	0	0
55	Содержание горючих в уносе: из циклончиков после котла	$C_{у. ц}$	%	7,9	7,34
	под скруббером	$C_{у. ск}$	%	7,7	7,01
56	Среднее содержание горючих в уносе из циклончика и из-под скрубберов	$C_{у. ср}$	%	7,74	7,17
57	Доля золы топлива в уносе	$a_{ун}$	%	90	90

10.8. Сводная ведомость результатов расчета балансовых испытаний, проведенных на котле ТП-35

№ п/п	Наименование	Формула, ссылка на таблицу или график	Обозначение	Единица физической величины	Нагрузка	
					100 %-ная	75 %-ная
1	Потеря теплоты от механического недожога	$\frac{32807AP}{Q_p} a_{у\text{н}} \frac{C_{у, \text{ср}}}{100 - C_{у\text{н}}}$	q_4	%	1,02	0,95
2	Исправочный множитель	$\left(\frac{7830AP}{Q_p} a_{у\text{н}} \frac{C_{у, \text{ср}}}{100 - C_{у\text{н}}} \right) \frac{100 - q_4}{100}$	A	—	0,99	0,99
3	Приведенный углерод	$CP + 0,375SP_{\text{н}}$	K^p	%	64,0	67,16
4	Безразмерная характеристика	$2,35 \frac{HP - 0,126OP + 0,04NP}{K^p} A$	β	—	0,128	0,129
5	Содержание окиси углерода в продуктах сгорания	$\frac{21 - \beta RO_2 - (RO_2 + O_2)}{0,605 + \beta}$	CO	%	0,222	0,181
6	Потеря теплоты от химической неполноты сгорания	$237 \frac{K^p CO}{RO_2 + CO} A$ $\left(56,6 \frac{K^p CO}{RO_2 + CO} A \right)$	Q_3	кДж/кг (ккал/кг)	266 (63,5)	232,5 (55,5)
7	То же, %	$Q_3 \cdot \frac{100}{Q_p}$	q_3	%	1,0	0,91
8	Содержание азота в продуктах сгорания	$100 - (RO_2 + O_2 + CO)$	N_2	%	82	81,62
9	Коэффициент избытка воздуха перед дымососом	$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76(O_2 - 0,5 CO)}$	α		1,34	1,44
10	Количество сухих продуктов горения в уходящих газах на 1 кг топлива	$\frac{K^p A \cdot 1,86}{RO_2 + CO}$	$V_{с,г}$	м³/кг	9,45	10,6
11	Количество водяных паров в уходящих газах на 1 кг топлива	$0,0124 (9ANP + WP)$	$V_{в,п}$	м³/кг	0,490	0,492
12	Теплоемкость сухих продуктов сгорания	$C_{RO_2} \frac{RO_2}{100} + C_{N_2} \frac{100 - RO_2}{100}$	$C_{с,г}$	кДж/(м³ · К) [ккал/(м³ · °С)]	1,36 (0,3245)	1,35 (0,3233)
13	Теплоемкость водяных паров	Табл. 3.5	$C_{в,п}$	кДж/(м³ · К) [ккал/(м³ · °С)] м³/кг	1,5 (0,361)	1,5 (0,361)
14	Теоретически необходимое количество сухого воздуха для сжигания 1 кг топлива	$0,0889 (K^p + 0,265HP, 0,3330P) A$	V^0	м³/кг	7,16	7,14
15	Теплоемкость холодного воздуха	Табл. 3.5	$C_{х,в}$	кДж/(м³ · К) [ккал/(м³ · °С)]	1,3 (0,31)	1,3 (0,31)
16	Теплоудержание продуктов горения, за вычетом тепла, вносимого воздухом	$(V_{с,г} C_{с,г} + V_{в,п} C_{в,п}) t_{у\text{н}} - V^0 \alpha C_{в,п} t_{в}^0$ (водяные пары воздуха ввиду незначительных значений не учтены)	Q_3	кДж/кг (ккал/кг)	1839,4 (439)	1856 (443)
17	Потеря теплоты с уходящими газами	$\frac{Q_3 \cdot 100}{Q_p}$	q_3	%	6,2	6,5

№ п/п	Наименование	Формула, ссылка на таблицу или график	Обозначения	Единица физической величины	Нагрузка	
					100 %-ная	75 %-ная
18	Потери теплоты в окружающую среду	Для 100 %-ной нагрузки — по графику (рис. 10.1), для 75 %-ной — $1,1 D_{\text{ном}}/D$	q_6	%	1,1	1,4
19	Суммарное количество тепловых потерь	$q_2 + q_3 + q_4 + q_6$	Σq	%	9,32	9,76
20	КПД котла	$100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_6)$	$\eta_{\text{к.а}}$	%	90,68	90,24
21	Количество теплоты, вводимой в топку за 1 ч	$D (i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}}) \cdot 100$ $\eta_{\text{к.а}}$	Q_{τ}	Гкал/ч (Гккал/ч)	110113 (26280)	86439 (20630)
22	Напряжение топочного объема	$\frac{Q_{\tau}}{V_{\tau}}$	Q_{τ} V_{τ}	кВт/м ³ [10 ³ · ккал/(м ³ ч)]	126 (110,0)	99 (84)
23	Расход пыли в 1 ч	$\frac{Q_{\tau}}{Q_{\text{в.п}}^{\text{Р}}}$	$B_{\text{п}}$	т/ч	3,84	3,0
24	Расход сырого угля в 1 ч	$\frac{Q_{\tau}}{Q_{\text{в.п}}^{\text{Р}}}$	B	т/ч	4,25	3,4

Таким образом действительная потеря теплоты с уходящими газами составит, %,

$$\sum q_2 = q_2 - (\Delta q_{\tau} + \Delta q_{\kappa} + \Delta q_{\phi}) \quad (10.62)$$

При составлении отчета учитываются некоторые условия, при которых производились испытания. Если опыт происходит при параметрах пара, значительно отличающихся от требуемых, то вносятся поправки согласно уравнению

$$D_1 (i'' - i_1) = D_2 (i'' - i_2), \quad (10.63)$$

где D_1 и i_1 — производительность котла и теплосодержание питательной воды при проектных значениях, т/ч и кДж/кг (ккал/кг); D_2 и i_2 — паропроизводительность котла и теплосодержание питательной воды при температуре воды, отличной от проектной.

Пример 10.3. Испытуемый котел имеет следующие характеристики $D = 40$ т/ч; $P = 40$ кгс/см², $t_{\text{п.п}} = 450$ °C; $t_{\text{п.в}} = 150$ °C; $i' = 634,7$ кДж/кг (151,5 ккал/кг).

Испытания производились при следующих параметрах $D = 35$ т/ч; $t_{\text{п.п}} = 450$ °C; $t_{\text{п.в}} = 100$ °C; $i' = 422,3$ кДж/кг (100,8 ккал/кг); $i'' = 3332$ кДж/кг (795,6 ккал/кг). В нашем случае меняется расход топлива для подогрева воды от 100 до 150 °C.

Пересчет производительности производится по формуле (10.63)

$$D_1 = \frac{3332 - 422,3}{3332 - 634,7} 35 = 37,7 \text{ т/ч.}$$

Аналогично при изменении давлений (удельных объемов) пара производительность, т/ч,

$$D_{\text{к}}^{\text{ист}} = D_{\text{п}} \sqrt{\gamma_{\text{г}}/\gamma_{\text{д}}}, \quad (10.64)$$

где $D_{\text{к}}^{\text{ист}}$ и $D_{\text{п}}$ — соответственно истинный расход пара и по паромеру, т/ч, $\gamma_{\text{д}}$ — удельный объем пара, соответствующий его параметрам во время испытания, м³/кг, $\gamma_{\text{г}}$ — то же при градуировочных параметрах пара, м³/кг.

Расчеты результатов балансовых испытаний по элементарному составу топлива. Расчет потерь теплоты и определение КПД котла производится на основании результатов, записанных в журналы наблюдений. Пример расчета пылеугольного котла ТП-35 приведен в табл. 10.7 и 10.8. Расчетные работы начинаются после получения из лаборатории технического анализа топлива и очаговых остатков, составленного по образцу табл. 10.9. Образец режимной карты приведен в табл. 10.10.

10.4. СОСТАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА КОТЛОВ ПО ПРИВЕДЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ТОПЛИВА (УПРОЩЕННАЯ МЕТОДИКА Я. Л. ПЕККЕРА)

При расчетах тепловых потерь по элементарному составу топлива все расчетные величины относятся к 1 кг топлива.

В методике расчетов по приведенным характеристикам все величины (состав топлива, относительные объемы воздуха и продуктов сгорания, их теплосодержание) относятся к 1 000 ккал низшей рабочей теплоты сгорания.

264 10.9. Технический анализ № топлива и очаговых остатков

Наименование предприятия

Заказ №

Заказчик

Дата 19 г.

№ п/п	Топливо и очаговые остатки	№ штабеля	Влаж- ность, %		Зольность, %	Летучие вещества, %		Q_p^H МДж/кг (ккал/кг)	$Q_{п}^H$ МДж/кг (ккал/кг)	К	Время отбора пробы	Сера S_a , %	Дата проведе- ния испытаний, № котла
			гР	шР		АР	АС						
1	Сырой уголь												
2	Пыль												
3	Шлак												
2	Унос из-под скруббера												
5	Унос из-под циклона												

Зав. лабораторией

10.10. Образец режимной карты для пылеугольных котлов, оборудованных пылесистемой с промежуточным бункером и шаровой барабанной мельницей

Котел _____ типа _____ Ст. № _____ Рег. № _____ Уст. _____ ТЭЦ

№ п/п	Параметры	Нагрузка					
		Номиналь-ная		Промежу-точная		Минималь-ная	
		работа с ШБМ	работа без ШБМ	работа с ШБМ	работа без ШБМ	Работа с ШБМ	Работа без ШБМ
Пар							
1	Производительность, т/ч						
2	Давление в барабане, МПа (кгс/см ²)						
3	Давление перегретого пара, МПа (кгс/см ²)						
4	Температура перегретого пара, °С						
Питательная вода							
5	Общий расход, т/ч						
6	Расход через регулятор перегрева, т/ч						
7	Давление перед водяным экономайзером, МПа (кгс/см ²)						
8	Температура перед водяным экономайзером, °С						
9	Температура после водяного экономайзера, °С						
Топливо							
10	Марка топлива						
11	Количество работающих пылевых горелок, шт.						
12	Количество сбросных горелок пыли, шт.						
13	Количество мазутных горелок для подсветки, шт.						
14	Остаток пыли на сите R ₉₀ , %						
15	Влажность пыли, %						
16	Положение траверсы плоского контроллера, %						
Воздух							
7	Температура аэросмеси за мельницей, °С						
8	Температура воздуха на всасе дутьевого вентилятора, °С						
9	Температура воздуха после калорифера, °С						
0	Температура горячего воздуха после воздухоподогревателя, °С						

Продолжение табл. 10.10

№ п/п	Параметры	Нагрузка					
		Номиналь- ная		Промежу- точная		Минималь- ная	
		Работа с ШБМ	Работа без ШБМ	Работа с ШБМ	Работа без ШБМ	Работа с ШБМ	Работа без ШБМ
21	Давление первичного воздуха, даПа (кгс/м²): горелка № 1 горелка № 2						
22	Давление вторичного воздуха, даПа (кгс/м²): горелка № 1 горелка № 2						
23	Давление запыленного воздуха, даПа (кгс/м²) сбросная горелка № 1 сбросная горелка № 2						
24	Давление жидкого топлива, МПа (кгс/см²): горелка № 1 горелка № 2						
25	Давление воздуха после дутьевого вентилятора, даПа (кгс/м²)						
26	Давление воздуха после калорифера, даПа (кгс/м²)						
27	Давление горячего воздуха после воздухоподогревателя, даПа (кгс/м²)						
28	Давление воздуха после мельничного вентилятора, даПа (кгс/м²)						
29	Разрежение перед шаровой мельницей, даПа (кгс/м²)						
30	Разрежение за шаровой мельницей, даПа (кгс/м²)						
31	Разрежение за сепаратором, даПа (кгс/м²)						
32	Разрежение перед мельничным вентилятором, даПа (кгс/м²)						
	Дымовые газы						
33	Температура за котлом, °С						
34	Температура за второй ступенью водяного экономайзера, °С						
35	Температура за второй ступенью воздухоподогревателя, °С						
36	Температура за первой ступенью водяного экономайзера, °С						
37	Температура за первой ступенью воздухоподогревателя, °С						
38	Температура перед дымососом, °С						
39	Разрежение в топке, даПа (кгс/м²)						

Продолжение табл. 10.10

№ п/п	Параметры	Нагрузка					
		Номиналь- ная		Промежу- точная		Минималь- ная	
		Работа с ШБМ	Работа без ШБМ	Работа с ШБМ	Работа без ШБМ	Работа с ШБМ	Работа без ШБМ
40	Разрежение за котлом, даПа (кгс/м²)						
41	Разрежение за второй ступенью водяного экономайзера, даПа (кгс/м²)						
42	Разрежение за второй ступенью воздухоподогревателя, даПа (кгс/м²)						
43	Разрежение за первой ступенью водяного экономайзера, даПа (кгс/м²)						
44	Разрежение за первой ступенью воздухоподогревателя, даПа (кгс/м²)						
45	Разрежение перед дымососом, даПа (кгс/м²)						
46	Содержание RO_2 в балансовой точке, %						
48	То же, O_2 , %						
	Ток электродвигателей						
49	Дутьевой вентилятор, А						
50	Дымосос, А						
51	Питатели пыли, А						
52	Мельница, А						
	Шлак и унос						
53	Содержание горючих в шлаке, %						
54	Содержание горючих в уносе, %: взятых из циклончиков, установлен- ных после котла						
55	взятых под скрубберами						
	Технико-экономические показатели						
56	Потери теплоты с уходящими га- зами, %						
57	Потери теплоты от химического недо- жога, %						
58	Потери теплоты от механической не- полноты сгорания, %						
59	Потери теплоты в окружающую среду, %						
60	Потери теплоты с физическим теплом шлака, %						

Начальник ТЭЦ (котельной)

Ответственный исполнитель _____

Руководитель работ _____

Дата

За основную характеристику в этой системе принята приведенная влажность топлива, которая определяется по формуле (10.51). (В системе СИ числитель умножается на коэффициент 4,19).

Потери теплоты с уходящими газами, %,

$$q_2 = (K\alpha_{yx} + C) \left(t_{yx} - \frac{\alpha_{yx}}{\alpha_{yx} + b} t_{x,v} \right) A_t \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) \cdot 10^{-2}, \quad (10.65)$$

где K, C, b — коэффициенты, зависящие от сорта и приведенной влажности топлива (табл. 10.11); t_{yx} — температура уходящих газов у места отбора газов для анализа, °C; $t_{x,v}$ — температура холодного воздуха перед дутьевым вентилятором, °C; $A_t = 1 + 0,013 (t_{x,v} - 150) / 100$ — поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на теплоемкость продуктов сгорания (табл. 10.12).

10.11. Значения коэффициентов K, C и b

Топливо	K	C	b
Антрациты и полу-антрациты	$3,5 + 0,02W^n$	$0,32 + 0,04W^n$	0,11
Тощие угли	$3,5 + 0,02W^n$	$0,32 + 0,04W^n$	0,12
Каменные (пламенные) угли	$3,5 + 0,02W^n$	$0,4 + 0,04W^n$	0,16 при $W^n < 3$ или $0,12 + 0,014 W^n > 3$
Бурые угли	$3,46 + 0,021W^n$	$0,51 + 0,042W^n$	$0,16 + 0,011W^n$
Сланцы	$3,45 + 0,021W^n$	$0,65 + 0,043W^n$	$0,19 + 0,012W^n$
Торф	$3,42 + 0,021W^n$	$0,76 + 0,044W^n$	$0,25 + 0,01W^n$
Дрова	$3,33 + 0,02W^n$	$0,8 + 0,044W^n$	$0,25 + 0,01W^n$
Мазут	$\sim 3,5$	$\sim 0,45$	0,13
	$(3,494 + 0,022W^n)$	$(0,437 + 0,04W^n)$	0,13
Газ:			
природный	3,52	0,6	0,18
переработки (пиролиза) нефти	3,38	0,51	0,16
коксовых печей	3,14	0,78	0,25

10.12. Значения коэффициента A_t в зависимости от температуры t_{yx}

$t_{yx}, ^\circ\text{C}$	A_t	$t_{yx}, ^\circ\text{C}$	A_t	$t_{yx}, ^\circ\text{C}$	A_t
100	0,993	150	1,0	210	1,007
110	0,994	160	1,001	220	1,009
120	0,996	170	1,002	230	1,01
130	0,997	180	1,003	240	1,011
140	0,998	190	1,005	250	1,013
		200	1,006		

Коэффициент избытка воздуха при полном сгорании топлива подсчитывается по кислородной формуле

$$\alpha = (21 - \rho O_2) / (21 - O_2) \quad (10.66)$$

или по уточненным формулам:

$$\alpha = K_\alpha \frac{21}{(21 - O_2)}; \quad (10.67)$$

$$\alpha = K_\alpha RO_2^{\text{макс}} / RO_2, \quad (10.68)$$

где $\rho = 1 - V_{c,r}^0 / V_{\text{в}}^0$ — коэффициент поправки на неточность формулы вследствие разности между объемами сухих продуктов сгорания $V_{c,r}^0$ и воздуха $V_{\text{в}}^0$ (табл. 10.13);

$$K_\alpha = 1 - \rho O_2 / 21 \quad (10.69)$$

— поправочный коэффициент, позволяющий подсчитывать уточненное значение α .

При неполном сгорании топлива, т. е. когда в дымовых газах имеются CO; H₂; CH₄, коэффициент избытка воздуха для всех видов топлив определяется по уточненной кислородной формуле

$$\alpha = K_\alpha \frac{21}{21 - (O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)} \quad (10.70)$$

или по углекислотной

$$\alpha = K_\alpha \frac{RO^{\text{макс}}}{RO_2 + CO + CH_4} \quad (10.71)$$

Потеря теплоты от химической неполноты сгорания q_3 . При наличии в продуктах сгорания CO, H₂, CH₄ для твердых топлив, %,

$$q_3 = 0,0026 (\alpha - 0,02) Q'_{\text{пр.г}}$$

или

$$q_3 = 0,11 (\alpha - 0,02) Q_{\text{пр.г}} (1 + 0,006W^n) (1 - 0,001q_4), \quad (10.72)$$

где $Q'_{\text{пр.г}}$, $Q_{\text{пр.г}}$ — теплота сгорания горючих компонентов, содержащихся в м³ сухих газов, соответственно в кДж/м³ и ккал/м³.

10.13. Значение коэффициента ρ для различных топлив

Топливо	Значение ρ		Топливо	Значение ρ	
	по со- ставу топ- лива	усред- нен- ное		по со- ставу топ- лива	усред- нен- ное
Уголь					
Донецкий:			Кемеровский:		
Т	0,024	0,02	К-ПС-СС	0,026	0,02
ПА	0,021	0,02	ПС-Т	0,023	0,02
АШ	0,008	0,02	Кизеловский Г	0,028	0,02
ППМ	0,026	0,02	Подмосковный Б	0,020	0,02
			Александровский Б	0,028	0,02
			Башкирский Б	0,030	0,02
			Богословский Б	0,012	0,02
			Челябинский Б	0,020	0,02

Продолжение табл. 10.13

Топливо	Значение ρ		Топливо	Значение ρ	
	по со- ставу топ- лива	усред- нен- ное		по со- ставу топ- лива	усред- нен- ное
Сланец			Торф		
Эстонский	0,027	0,02	Фрезерный	0,016	0,02
Гдовский	0,018	0,02	Мазут	0,057	0,05
Кашпирский	0,017	0,02	Газ		
Савельевский	0,012	0,02	Природный	0,112	0,10
Озинский	0,023	0,02	Переработки (пиро- лиза) нефти	0,097	0,10

Для мазута, %,

$$\left. \begin{aligned} q_3 &= 0,026 (\alpha - 0,05) Q'_{\text{пр. г}} \\ \text{или} \\ q_3 &= 0,11 (\alpha - 0,05) Q_{\text{пр. г}} (1 + 0,006 W^n). \end{aligned} \right\} \quad (10.73)$$

Для природного газа, %,

$$\left. \begin{aligned} q_3 &= 0,026 (\alpha - 0,1) Q'_{\text{пр. г}} \\ \text{или} \\ q_3 &= 0,11 (\alpha - 0,1) Q_{\text{пр. г}} \end{aligned} \right\} \quad (10.74)$$

При наличии в продуктах сгорания только СО формулы принимают следующий вид (независимо от систем измерений):
для твердых топлив

$$q_3 = 3,32 \text{ СО} (\alpha - 0,02) (1 + 0,006 W^n) (1 - 0,01 q_4); \quad (10.75)$$

для мазута

$$q_3 = 3,32 \text{ СО} (\alpha - 0,05); \quad (10.76)$$

для природного и нефтяного газов

$$q_3 = 3,35 \text{ СО} (\alpha - 0,1). \quad (10.77)$$

Оксид углерода СО определяется по данным газового анализа непосредственно либо по формуле (10.32).

Потери теплоты от механического недожога q_4

Потери теплоты со шлаком, %,

$$q_4^{\text{шл}} = a_{\text{шл}} \frac{C_{\text{шл}}}{100 - C_{\text{шл}}} \cdot 7,8 \cdot 0,01 A^n, \quad (10.78)$$

где A^n — приведенная зольность, определяется по формуле (10.50); в системе СИ вместо коэффициента 7,8 применяется 32,6.

Потери теплоты от механического недожога с уносом, %,

$$q_4^{\text{ун}} = a_{\text{ун}} \frac{C_{\text{ун}}}{100 - C_{\text{ун}}} \cdot 7,8 \cdot 0,01 A^n. \quad (10.79)$$

Потери теплоты с провалами через колосниковую решетку, %,

$$q_4^{\text{пр}} = a_{\text{пр}} \frac{C_{\text{пр}}}{100 - C_{\text{пр}}} \cdot 7,8 \cdot 0,01 A^n. \quad (10.80)$$

Для пылеугольных котлов общая потеря от механического недожога, %,

$$q_4 = q_4^{\text{ун}} + q_4^{\text{шл}}. \quad (10.81)$$

Потеря теплоты с физическим теплом шлака, %,

$$q_6 = 0,1 a_{\text{шл}} Z' A^n, \quad (10.82)$$

где Z' — энтальпия шлака, уменьшенная в 100 раз; принимается в зависимости от температуры по табл. 10.14.

10.14. Энтальпия шлака

Темпе- ратура шлака, °С	Z'		Темпе- ратура шлака, °С	Z'		Темпе- ратура шлака, °С	Z'	
	кДж/кг	ккал/кг		кДж/кг	ккал/кг		кДж/кг	ккал/кг
100	0,83	0,2	700	6,7	1,6	1300	13,8	3,3
200	1,67	0,4	800	7,9	1,9	1400	15	3,6
300	2,5	0,6	900	8,8	2,1	1500	16	3,9
400	3,7	0,9	1000	10	2,4	1600	17,6	4,2
500	4,6	1,1	1100	11	2,7	1700	18,8	4,5
600	5,4	1,3	1200	12,6	3	1800	20,5	4,9

Пример 10.4. По методике А. Л. Пеккера требуется рассчитать КПД и определить расход топлива котла, работающего на высокосернистом мазуте М-40 без подогрева паром от постороннего источника.

Исходные данные для расчета, полученные во время испытаний.

1. Производительность $D = 25$ т/ч.
2. Давление перегретого пара 1,5 МПа (15 кгс/см²).
3. Температура перегретого пара 350 °С.
4. Температура питательной воды 105 °С.
5. Температура мазута перед форсунками 120 °С.
6. Температура воздуха в котельной 30 °С.
7. Температура уходящих газов за котлом (в балансовой точке) 170 °С.
8. Состав газов за котлом по газоанализатору: $\text{RO}_2 = 12,0$ %; $\text{O}_2 = 4,9$ %.

Данные лаборатории:

1. Теплотворная способность топлива 38799 кДж/кг (9260 ккал/кг)
2. Влажность рабочая $W^p = 3,3$ %.

Расчет

1. Приведенную влажность топлива определяем по формуле (10.51)

$$W^n = \frac{W^p \cdot 4,19}{Q_p^p} 10^3 = \frac{3,3 \cdot 4,19}{38799} \cdot 10^3 = 0,356.$$

2. Содержание СО в уходящих газах определяем по формуле (10.32)

$$\text{CO} = \frac{21 - 0,3 \cdot 12 - (12 + 4,9)}{0,605 + 0,3} = 0,55 \%$$

где $\beta = 0,3$ — топливная характеристика.

3. Коэффициент избытка воздуха за котлом по формуле (10.70). При $\rho = 0,05$ (из табл. 10.13) $K_\alpha = 0,983$ (по формуле (10.69))

$$\alpha = 0,988 \frac{21}{21 - (4,9 - 0,5 \cdot 0,55)} = 1,256.$$

4. Потери теплоты с уходящими газами по формуле (10.65) с учетом коэффициентов

$$K = 3,49 + 0,02 W^n = 3,49 + 0,02 \cdot 0,356 = 3,5;$$

$$C = 0,437 + 0,04 W^n = 0,437 + 0,04 \cdot 0,356 = 0,45 \text{ и}$$

$$e = 0,13 \text{ (из табл. 10.11) и } A_t = 1,002 \text{ из табл. 10.12;}$$

$$q_2 = \frac{(3,5 \cdot 1,256 + 0,45) \cdot \left(170 - \frac{1,256}{1,256 + 0,13} \cdot 30\right) \cdot 1,002}{100} = 6,93 \%$$

5. Потери теплоты от химической неполноты горения по формуле (10.76)

$$q_3 = 3,32 \cdot 0,55 (1,256 - 0,05) = 2,2 \%$$

6. Потери теплоты от механического недожога $q_4 = 0$.

7. Потери теплоты в окружающую среду $q_5 = 1,16 \%$, принимаем по рис. 10.1.

Коэффициент полезного действия котла, %,

$$\eta_k = 100 - 6,93 - 2,2 - 1,16 = 89,71.$$

Расход топлива, кг/ч,

$$B = \frac{25\,000 (3148,2 - 440)}{0,8971 \cdot 38\,799} = 1945.$$

10.5. СОСТАВЛЕНИЕ ТЕПЛООВОГО БАЛАНСА КОТЛОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ЖИДКОМ И ГАЗООБРАЗНОМ ТОПЛИВЕ, ПО УПРОЩЕННОЙ МЕТОДИКЕ М. Б. РАВИЧА

Этот метод основан на обобщенных характеристиках топлив, которые изменяются незначительно при изменении элементарного состава горячей массы топлива, золы, влаги и теплотворной способности.

При сжигании топлива с достаточным количеством воздуха, т. е. когда поправочный коэффициент $h > 1$, потери теплоты с уходящими газами, %, подсчитываются по формуле

$$q_2 = \frac{t_{yx} - t_{bl}}{T_{\max}} [C' + (h - 1) BK'] \cdot 100. \quad (10.83)$$

При сжигании топлива с недостатком воздуха, когда $h < 1$,

$$q_2 = \frac{t_{yx} - t_{bl}}{T_{\max}} C' h \cdot 100, \quad (10.84)$$

10.15. Основные теплотехнические характеристики жидких и газообразных топлив к расчету КПД котлов по упрощенной методике М. Б. Равича

Топливо	$T_{\max}, ^\circ\text{C}$	$P', \text{МДж/м}^3$ (ккал/м ³)	B	$RO_2^{\max}$
Мазут с $Q_H^p = 39,8 \text{ МДж/кг}$ ($\approx 500 \text{ ккал/кг}$)	2100	4 (970)	0,88	16,5
Природный газ	2010	4,19 (1000)	0,81	11,8
Московский городской газ	2020	4,35 (1040)	0,81	11,8
Нефтепромысловый газ	2000	4,27 (1020)	0,83	13,0
Газ подземной газификации:				
каменного угля	1175—1625	—	0,88—0,9	18,3—25
бурого »	1060—1310	—	0,88—0,9	18,3—19,4
Попутный газ (Мухановский)	2050	4,19 (1000)	0,83	13,0
Искусственный коксовый газ из каменных углей	2090	4,52 (1080)	0,79	10,5
Доменный газ (коксовый)	1470	2,5 (600)	0,97	25

где t_b — температура воздуха, поступающего на всас дутьевого вентилятора, $^\circ\text{C}$;

$$T_{\max} = \frac{Q_H^p}{V_{RO_2} C_{RO_2} + V_{H_2O} C_{H_2O} + V_{N_2} C_{N_2}} - \quad (10.85)$$

жаропрочность топлива, т. е. максимально возможная температура, достигаемая при полном сгорании топлива в теоретически необходимом количестве воздуха (с учетом влаги воздуха); V_{RO_2} , V_{H_2O} и V_{N_2} — соответственно объемы RO_2 , водяных паров и азота, м³/кг или м³/м³; C_{RO_2} , C_{H_2O} и C_{N_2} — объемные теплоемкости RO_2 , H_2O и N_2 в температурном интервале от 0 до $T_{\max}$; значение $T_{\max}$ для различных жидких и газообразных топлив приведены в табл. 10.15;

$$l = V_b C_b / (V_r C_r) - \quad (10.86)$$

коэффициент, показывающий отношение объема воздуха, умноженного на его теплоемкость, к объему продуктов сгорания, умноженному на их теплоемкость (табл. 10.16); V_b и C_b — соответственно объем и теплоемкость воздуха; V_r и C_r — соответственно объем и теплоемкость продуктов сгорания;

$$C' = C_{0-t_{yx}} / C_{0-T_{\max}} - \quad (10.87)$$

поправочный коэффициент (табл. 10.17), показывающий отношение средней теплоемкости продуктов горения в интервале температур от 0 до t_{yx} к их средней теплоемкости в интервале от 0 до $T_{\max}$; $C_{0-t_{yx}}$ — средняя теплоемкость продуктов горения в интервале темпе-

10.16. Значение коэффициента l для различных видов топлива

Топливо	l
Газ:	
природный	0,85
коксовый	0,8
нефтяной	0,9
доменный	0,5
генераторный из битуминозных топлив	0,6
из тощих топлив	0,5
Жидкое топливо	0,9
Антрацит, каменный уголь	0,9
Бурый уголь	0,85
Сланцы	0,8
Торф, дрова	0,75

10.17. Безразмерные топливные константы C' и K' в зависимости от температуры уходящих газов

$t_{yx}, ^\circ\text{C}$	Для газообразного топлива с малым содержанием балласта N_2 и RO_2 , жидкого топлива, а также антрацита и каменных углей		Для газообразного топлива с высоким содержанием балласта N_2 и RO_2 , бурого угля, торфа и дров	
	C'	K'	C'	K'
100	0,82	0,78	0,88	0,79
200	0,83	0,78	0,84	0,79
300	0,84	0,79	0,86	0,8
400	0,86	0,8	0,87	0,81
500	0,87	0,81	0,88	0,82
600	0,88	0,82	0,9	0,83
700	0,89	0,83	0,91	0,84
800	0,9	0,83	0,92	0,85
900	0,91	0,84	0,93	0,86
1000	0,92	0,85	0,94	0,87
1100	0,93	0,86	0,96	0,87
1200	0,94	0,86	0,96	0,88
1300	0,95	0,87	0,97	0,88
1400	0,96	0,88	0,98	0,89
1500	0,97	0,89	—	—

ратур от 0 до t_{yx} ; $C_{0-T_{\max}}$ — то же в интервале температур от 0 до $T_{\max}$;

$$h = CO_2^{\max} / (CO_2 + CO' + CH_4') - \quad (10.88)$$

поправочный коэффициент, показывающий увеличение объема продуктов горения вследствие содержания в них избыточного воздуха по отношению к объему сухих продуктов горения в теоретических условиях; $CO_2^{\max}$ — максимальное содержание CO_2 в сухих продуктах горения, %; CO_2' , CO' , CH_4' — содержание двуокиси углерода, окиси углерода и метана в сухих продуктах горения, %.

При сжигании сернистого топлива можно пользоваться формулой

$$h = RO_2^{\max} / (RO_2 + CO' + CH_4'), \quad (10.89)$$

где $RO_2^{\max}$ — максимальное содержание RO_2 , т. е. суммы $CO_2 + SO_2$ в сухих продуктах горения. Поправочный коэффициент h подсчитывается по данным газового анализа.

Поправочный коэффициент K' , показывающий отношение средней теплоемкости воздуха в интервале температур от 0°C до t_{yx} к средней теплоемкости неразбавленного воздухом продуктов горения в интервале температур от 0 до $T_{\max}$ (табл. 10.17),

$$K' = C_{0-t_{yx}}^a / C_{0-T_{\max}}^r, \quad (10.90)$$

где $C_{0-t_{yx}}^a$ — теплоемкость воздуха в интервале температур от 0 до t_{yx} ; $C_{0-T_{\max}}^r$ — теплоемкость дымовых газов в интервале температур от 0 до $T_{\max}$.

Коэффициент, показывающий отношение объема сухих газов к объему влажных продуктов горения в теоретических условиях (табл. 10.15),

$$B = V_{c.g} / V_{H_2O}, \quad (10.91)$$

где $V_{c.g}$ — объем сухих газов, $\text{м}^3/\text{м}^3$; V_{H_2O} — объем водяных паров в продуктах сгорания при теоретических условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

При учете физической теплоты топлива и воздуха, нагретых вне установки, *потери теплоты с уходящими газами*, %, подсчитываются по формуле

$$q_2 = \frac{t_{yx} - t_{в.л}}{T_{\max} (1 + m + n)} [C' + (h - 1) BK'] \cdot 100, \quad (10.92)$$

где m , n — поправка на физическую теплоту соответственно топлива и воздуха (табл. 10.18).

Потери теплоты от химической неполноты сгорания, %
В системе СИ

$$q_3 = \frac{(0,126CO + 0,108H_2 + 0,358CH_4) h}{P'} \cdot 100, \quad (10.93)$$

а в системе МКГСС

$$q_3 = \frac{(30,2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4) h}{P'} \cdot 100,$$

где P' — количество теплоты, выделяемое при полном сгорании рабочего топлива в теоретически необходимом для полного сгорания объеме воздуха, отнесенное к 1 м^3 сухих продуктов сгорания, $\text{кДж}/\text{м}^3$ ($\text{ккал}/\text{м}^3$) (табл. 10.15).

При сжигании газов (природного, сжиженного, нефтепромыслового, смешанного городского), когда $P' = 1000 \text{ ккал}/\text{м}^3$, формула в системе МКГСС приобретает следующий вид:

$$q_3 = (3CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4) h, \quad (10.94)$$

10.18. Значение коэффициентов m и n при внешнем подогреве топлива или воздуха

Топливо	m	n
Газ:		
природный, нефтяной	0,00005/	0,00035Δtβ'
доменный	0,00035/	0,00025Δtβ'
Жидкое топливо	0,0005/	0,00035Δtβ'
Каменный уголь, антрацит	0,00005/	0,00035Δtβ'
Бурый уголь с W ^p , %:		
До 30	0,0001/	—
От 30 до 40	0,00015/	0,00035Δtβ'
Выше 40	0,0003/	0,0004Δtβ'
Торф с W ^p , %:		
До 20	0,0002/	—
От 20 до 30	0,00015/	—
От 30 до 40	0,0002/	0,00035Δtβ'
От 40 до 50	0,0003/	0,0004Δtβ'

Примечание. Δt — разность температур нагрева воздуха, °C; β' — отношение объема нагретого воздуха к теоретически необходимому, рассчитывается по формуле 10.6

а при сжигании газа

$$q_3 = 0,04(3CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4)h. \quad (10.95)$$

Содержание CO определяется анализом или по формуле (10.32). Потери теплоты в окружающую среду q_5 находят по рис. 10.1.

Пример 10.5. По методике М. Б. Равича рассчитать КПД и определить расход топлива котла, работающего на сернистом мазуте, $Q_{\text{н}}^p = 40404$ кДж/кг (9600 ккал/кг), подогреваемом паром от постоянного источника.

Исходные данные, для расчета, полученные во время испытаний.

1. Производительность 20 т/ч.
2. Давление перегретого пара 1,5 МПа (15 кгс/см²).
3. Температура перегретого пара 320 °C.
4. Температура питательной воды 105 °C.
5. Температура мазута перед форсунками 120 °C.
6. Температура воздуха в котельной 30 °C.
7. Температура уходящих газов в балансовой точке 160 °C.
8. Состав газов перед дымососом по газоанализатору: $RO_2 = 12,2\%$; $O_2 = 4,8\%$.

Расчет

1. Содержание CO в уходящих газах

$$CO = \frac{21 - \beta RO_2 - (RO_2 + O_2)}{0,605 + \beta} = \frac{21 - 0,3 \cdot 12,2 - (12,2 + 4,8)}{0,605 + 0,3} = 0,44\%.$$

где $\beta = 0,3$ — топливная характеристика.

2. Поправочный коэффициент по формуле (10.88)

$$h = \frac{16,3}{12,2 + 0,44} = 1,28$$

10.19. Образец сводной таблицы результатов балансовых испытаний для котлов, работающих на жидком или газообразном топливе

Величины	Обозначение	Способ определения	Котел № 1			Котел № 2		
			1	2	3	1	2	3
Время начала опыта, ч								
Время окончания опыта, ч								
Продолжительность опыта, ч								
1. Пар и вода								
1.1. Производительность, т/ч	D	Измерение						
1.2. Давление в барабана котла, МПа (кгс/см²)	P_c	»						
1.3. Давление перегретого пара, МПа (кгс/см²)	$P_{\text{п. п}}$	»						
1.4. Энтальпия перегретого пара, кДж/кг (ккал/кг)	$i_{\text{п. п}}$	Прил. 5						
1.5. Энтальпия насыщенного пара, кДж/кг	$i_{\text{н. п}}$	Прил. 4						
1.6. Расход питательной воды, т/ч	$D_{\text{п. в}}$	Измерение						
1.7. Давление воды перед водяным экономайзером, МПа (кгс/см²)	$P_{\text{п. в}}$	»						
1.8. Температура питательной воды до водяного экономайзера, °C	$t_{\text{п. в}}$	»						
1.9. Температура питательной воды после экономайзера, °C	$t_{\text{п. в}}^{\text{посл}}$	»						
1.10. Энтальпия питательной воды, кДж/кг (ккал/кг)	$i_{\text{п. в}}$	Прил. 4						
1.11. Энтальпия котловой воды, кДж/кг (ккал/кг)	$i_{\text{к. в}}$	»						
1.12. Количество продувочной воды, т/ч	$D_{\text{пр}}$	Измерение						
1.13. Продувка, %	P	Расчет						
1.14. Расход воды в парокорректеле, т/ч	$D_{\text{п. о}}$	Измерение						
2. Топливо								
2.1. Теплота сгорания, кДж/кг (ккал/кг); кДж/м³ (ккал/м³)	$Q_{\text{н}}$	Лабораторный анализ						
2.2. Давление перед форсунками (горелками), МПа (кгс/см²)	$P_{\text{т}}$	Измерение						

Продолжение табл. 10.19

Величина	Обозначение	Способ определения	Котел № 1			Котел № 2		
			1	2	3	1	2	3
2.3. Температура топлива, °C	t_T	Измерение						
2.4. Давление распыливающего пара, МПа (кгс/см²)	$P_{рп}$	»						
2.5. Расход топлива, кг/ч (м³/ч)	B_T	»						
3. Воздух								
3.1. Давление воздуха за вентилятором, даПа (кгс/м²)	H_B	»						
3.2. Давление воздуха за калорифером, даПа (кгс/м²)	H_K	»						
3.3. Давление воздуха за воздухоподогревателем, даПа (кгс/м²)	$H_{вп}$	»						
3.4. Сопротивление воздухоподогревателя, даПа (кгс/м²)	$\Delta H_{вп}$	»						
3.5. Давление воздуха перед горелками, даПа (кгс/м²):								
первичного	$H_{1г}$	»						
вторичного	$H_{2г}$	»						
3.6. Температура холодного воздуха, °C	$t_{х.п}$	»						
3.7. Температура воздуха после калорифера, °C	t_K	»						
3.8. Температура горячего воздуха, °C	$t_{гв}$	»						
4. Дымовые газы								
4.1. Разрежение в топке даПа (кгс/м²)	S_T	»						
4.2. Разрежение за котлом, даПа (кгс/м²)	S_K	»						
4.3. Разрежение за водяным экономайзером, даПа (кгс/м²)	$S_{эк}$	»						
4.4. Разрежение за воздухоподогревателем, даПа (кгс/м²)	$S_{вп}$	»						
4.5. Температура газов за котлом, °C	t_K	»						
4.6. Температура газов за экономайзером, °C	$t_{эк}$	»						

Продолжение табл. 10.19

Величина	Обозначение	Способ определения	Котел № 1			Котел № 2		
			1	2	3	1	2	3
4.7. Температура газов за воздухоподогревателем (уходящих, °C)	$t_{вп}$	Измерение						
4.8. Состав дымовых газов в режимной топке, %:								
углекислота	CO_2	»						
кислород	O_2	»						
окись углерода	CO	Измерение или формула (10.32)						
водород	H_2	Измерение						
азот	N_2	Формула (3.29)						
4.9. Коэффициент избытка воздуха в режимной топке	α_p	(3.27), (3.28), (3.30), (3.31)						
4.10. Состав уходящих газов, %:								
углекислота	CO_2	Измерение						
кислород	O_2	»						
окись углерода	CO	»						
водород	H_2	»						
азот	N_2	Формула (3.29)						
4.11. Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах	α_{yx}	Формулы (3.27), (3.28), (3.30), (3.31)						
4.12. Присосы в конвективной шахте	$\Delta \alpha$	$\alpha_{yx} - \alpha_p$						
5. Тепловой баланс								
5.1. Характеристика топлива								
5.2. Потери теплоты с уходящими газами, %	q_2	Формулы (10.28), (10.65), (10.83), (10.84), (10.92)						
5.2.1. Поправка на подогрев топлива, %	Δq_1	Формула (10.59)						
5.2.2. Поправка на подогрев воздуха, %	Δq_K	Формула (10.60)						
5.2.3. Поправка на теплоту, вносимую в топку с паром, %	Δq_{ϕ}	Формула (10.61)						
5.2.4. Потери теплоты с уходящими газами с учетом поправок, %	Σq_2	Формула (10.62)						

Продолжение табл. 10.19

Величина	Обозначение	Способ определения	Котел № 1			Котел № 2		
			1	2	3	1	2	3
5.3 Потери теплоты от химической неполноты сгорания, %	$q_{\text{ч}}$	Формулы (10.30), (10.31), (10.73), (10.74), (10.76), (10.77), (10.93), (10.94), (10.95)						
5.4 Потери теплоты в окружающую среду, %	$q_{\text{б}}$	Рис. 10.1						
5.5 КПД (брутто) парового котла, %	$\eta_{\text{бр}}$	Формула (10.17)						
5.6 Расход топлива, кг/ч	B	Формула (10.18)						
5.7 Расход условного топлива, кг/ч	$B_{\text{ус}}$	$B/29330$ ($B/7000$)						
5.8 Видимая испарительность топлива, кг/кг	$I_{\text{в}}$	Формула (10.47)						
5.9 Видимая испарительность условного топлива, кг/кг	$I_{\text{у}}$	Формула (10.48)						
5.10. Испарительность условного топлива по нормальному пару, кг/кг	$I_{\text{н}}$	Формула (10.49)						

10.20. Образец режимной карты для котлов, работающих на мазуте или газе котлоагрегата типа ст. № рег. № установлен

Параметр	Значения при нагрузках		
	номинальной	промежуточной	минимальной
Пар			
1. Производительность, т/ч			
2. Давление в барабане, МПа (кгс/см ²)			
3. Давление перегретого пара, МПа (кгс/см ²)			
4. Температура перегретого пара, °С			
Питательная вода			
5. Общий расход, т/ч			
6. Расход через регулятор перегрева, т/ч			
7. Давление перед экономайзером, МПа (кгс/см ²)			
8. Температура перед экономайзером, °С			
9. Температура после экономайзера, °С			

Продолжение табл. 10.20

Параметр	Значения при нагрузках		
	номинальной	промежуточной	минимальной
Топливо			
10. Число горелок в работе, шт.			
11. Диаметр отверстия сопла форсунки, мм			
12. Давление топлива перед регулятором, МПа (кгс/см ²)			
13. Давление топлива перед горелками, МПа (кгс/см ²)			
14. Давление топлива по рециркуляции, МПа (кгс/см ²)			
15. Температура топлива после мазутоподогревателя, °С			
16. Температура топлива перед горелками, °С			
Воздух			
Давление перед горелками типа...			
Горелка № 1, даПа (кгс/м ²):			
17. первичного			
18. вторичного			
Горелка № 2, даПа (кгс/м ²):			
19. первичного			
20. вторичного			
Горелка № 3, даПа (кгс/м ²):			
21. первичного			
22. вторичного			
23. Давление за вентилятором, даПа (кгс/м ²)			
24. Давление за калорифером, даПа (кгс/м ²):			
25. Давление за водоподогревателем, даПа (кгс/м ²)			
26. Температура на всасе вентилятора, °С			
27. Температура после калорифера, °С			
28. Температура после водоподогревателя, °С			
29. Ток электродвигателя вентилятора, А			
Дымовые газы			
30. Разрежение в топке, даПа (кгс/м ²)			
31. Разрежение перед экономайзером, даПа (кгс/м ²)			
32. Разрежение перед водоподогревателем, даПа (кгс/м ²)			
33. Разрежение перед дымососом, даПа (кгс/м ²)			
34. Температура за котлом, °С			
35. Температура за экономайзером, °С			
36. Температура перед дымососом, °С			
37. Содержание RO ₂ за пароперегревателем, %			
38. Содержание O ₂ перед дымососом, %			
39. Ток электродвигателя дымососа, А			

Продолжение табл. 10.20

Параметр	Значения при нагрузках		
	номинальной	промежуточной	минимальной
Технико-экономические показатели			
Потери теплоты, %:			
с уходящими газами q_2			
от химического недожога q_3			
в окружающую среду q_6			
Особые указания			

Согласовано

Ответственный исполнитель

Начальник котельной (ТЭЦ)
« » 19__ г.

Руководитель работ

3. Потери теплоты с уходящими газами, %, определяем по формуле (10.92), так как топливо подогревается от постороннего источника:

$$q_2 = \frac{160 - 30 \cdot 0,9}{2100 (1 + 0,0005 \cdot 120)} [0,826 + (1,28 - 1) \cdot 0,87 \cdot 0,78] \cdot 100 = 5,94.$$

4. Потери теплоты от химической неполноты сгорания, %, находим по формуле (10.93)

$$q_3 = (0,126 \cdot 0,44 \cdot 1,28 \cdot 100) : 4 = 1,76.$$

5. Потеря теплоты от механического недожога $q_4 = 0$.

6. Потеря теплоты в окружающую среду по рис. 10.1, $q_6 = 1,18\%$. Коэффициент полезного действия, %

$$\eta_k = 100 - 5,94 - 1,76 - 1,18 = 91,120.$$

Расход топлива, кг/ч,

$$B = \frac{20\,000 (3082,8 - 440)}{0,9112 \cdot 40\,404} = 1435.$$

Результаты балансовых испытаний записывают в табл. 10.19, в табл. 10.20 приведен образец режимной карты для котлов, работающих на мазуте и газе.

Глава 11

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ РЕЖИМНО-НАЛАДОЧНЫХ ИСПЫТАНИЯХ

11.1. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

При пусковых, режимно-наладочных работах и эксплуатации для измерения температуры применяются ртутные (жидкостные) термометры, термометры сопротивления и термопары.

Ртутные термометры технические и лабораторные применяются со шкалой Цельсия при цене деления (0,5—2) °С. Для пересчета температур по международной шкале Кельвина используется формула

$$T = (t + 273)K,$$

где t — показания температуры термометра, °С.

Термометры бывают прямые (тип А) и с изогнутой нижней частью (хвостовиком) под углом 90 и 135° (тип Б). Длина хвостовика выбирается в зависимости от глубины погружения в измеряемую среду. Длина верхней части может быть 110, 160 и 220 мм.

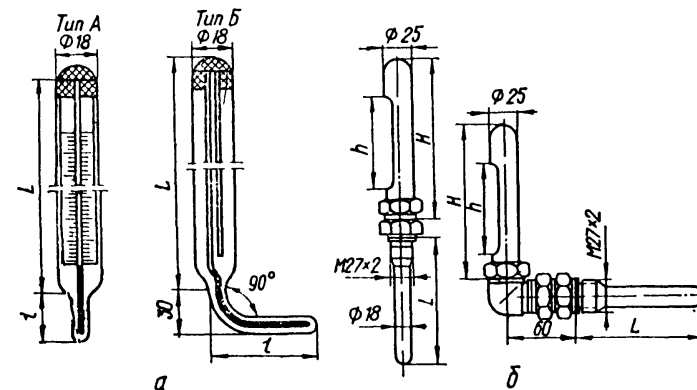


Рис. 11.1. Термометры технические:

а — термометры (прямой тип А и угловой тип Б); б — оправы (прямая и угловая)

Термометры (рис. 11.1) помещаются в специальные оправы, которые при монтаже вворачиваются в приваренные к трубопроводу бобышки. Материал бобышки должен соответствовать материалу трубопровода, к которому она приваривается.

Термометры устанавливаются:

а) на вертикальных стояках — под углом около 35° к вертикальной оси навстречу движению среды;

б) на горизонтальных участках — перпендикулярно к движущейся среде или под углом около 45° к горизонтальной оси;

11.1 Термометры сопротивления

Тип	Пределы измерения, °C	Градун-ровка Гр	Инерцион-ность	Условное давление, МПа (кгс/см²)	Глубина погруже-ния (мон-тажная длина), мм
Класс					
ТСП-I	0—500	21	1 мин	4(40), герметичный	160, 200, 320, 400, 800, 1250
ТСП-III	0—500	21	4 мин	Атмосферное, не-герметичный	500, 800, 1000, 1250, 1600, 2000
ТСП-VIII	0—500	21	4 мин	4(40), герметичный	160, 200, 320, 400, 800, 1250
ТСП-IX	0—500	21	4 мин	Атмосферное, не-герметичный	500, 800, 1000, 1250, 1600, 2000
ТСП-XXI	0—500	21	1 мин	25(250), герметич-ный	160, 200, 250, 320
ТСП XXII	0—500	21	1 мин	25(250), герметич-ный	160, 200, 250, 320
ТСП 210	0—150	21	1 мин	0,6(6), герметич-ный	70, 100, 150, 200, 250, 350 и 50
ТСМ 5071	—200 +600	21	0,5 мин	0,4(4), герметич-ный	320, 500, 800, 1000, 1250, 1600, 2000
Класс					
ТСМ 6097	—50 +150	23	0,5 мин	4(40), герметич-ный	80, 100, 120, 160, 200, 250, 320
	—50 +250	24			500 1000

в) в коленах — навстречу движению среды по вертикальной оси трубопровода

Погружение термометра в трубопровод осуществляется

а) на прямых участках — на 2/3 диаметра трубы,

б) в коленах — на 150 мм (вода, пар) и 250 мм (газ, воздух)

В трубопроводах диаметром до 200 мм термометры рекомендуется устанавливать на изгибе (коленах) вдоль вертикальной оси или на горизонтальном участке под углом 45° к горизонтальной оси, при большем диаметре — вертикально на горизонтальном участке. При большем диаметре (600—1500 мм) измерение температур должно производиться в двух-трех точках сечения трубы. Термометры при установке подбираются так, чтобы шкала имела градунровку не менее,

Луцкого приборостроительного завода

Материал защитного чехла	Конструкция головки и устойчивость к механическим воздействиям	Примечания
точности II		
Сталь М20 или Х18Н10Т	Обыкновенная с неподвижным штуцером	Трубопроводы под давлением. Работают с логометрами или мостами
То же	М 33 × 2	Газоходы и воздухоходы. Работают с логометрами и мостами
»	То же	То же, что для ТСП-I. От одного термометра могут работать два вторичных прибора
Сталь М20 или Х18Н10Т	Обыкновенная с неподвижным штуцером	То же, что для ТСП-III. От одного термометра могут работать два прибора
Сталь марки 2Х13	М33 × 2	Вода и пар под давлением. Работают с логометрами и мостами
То же	То же	То же, что для ТСП-XXI. От одного термометра могут работать два прибора
Сталь марки Х18Н10Т	Обыкновенная с неподвижным штуцером	То же, что для ТСП-I. Соединяется со вторичным прибором через соединительную коробку
Сталь марки ОХ13	М33 × 2 с двумя чувствительными элементами	
	Виброустойчивый и ударнопрочный. Головка водозащищенная. Вывод — экранированный кабель — 3 м	
	Виброустойчивый. Головка обыкновенная, штуцер без резьбы	
точности III		
Сталь марки ОХ13	Виброустойчивый, без головки, штуцер М20 × 1,5	То же, что ТСП-I для измерения температуры газообразных и жидкостных сред, не разрушающих арматуру
Х18Н10Т		

чем на (15—20) °C выше наибольшей температуры измеряемой среды. При изготовлении защитных гильз (по месту установки) необходимо, чтобы металл ее обладал плохой теплопроводностью (пример, нержавеющая сталь), толщина стенки была не больше. 1—1,5 мм — при давлении 0,8—1,5 МПа (8—15 кгс/см²), 2,5 мм — при давлении 1,5—6,0 МПа (15—60 кгс/см²) и 3—5,5 мм — при давлении 6—30 МПа (60—300 кгс/см²), внутренний диаметр гильзы не превышал диаметр хвостовика более чем на 3—4 мм.

Для лучшей передачи тепла термометру гильзы при установке заполняются машинным маслом (при температуре измеряемой среды до 150 °C) или мелкими медными опилками (при температуре выше 150 °C). Кольцевая щель вокруг термометра заполняется асбестовым

шнуром. Установка термометров в трубопроводах при режимно-наладочных испытаниях показана на рис. 11.2.

При измерении температуры ртутными термометрами следует вводить поправку на выступающий столбик ртути, так как верхняя часть охлаждается окружающим воздухом. Это вызывает уменьшение показания термометров. Для внесения поправок устанавливается дополнительно второй термометр, т. е. к выступающей части основного присоединяют асбестовым шнуром второй с меньшим пределом шкалы. Поправка на температуру выступающего столбика ртути определяется по формуле, °С,

$$\Delta t_{ст} = n_{ст} \delta_{ст} (t_{осн} - t_{ст}),$$

где $n_{ст}$ — число градусов в выступающем столбике; $\delta_{ст}$ — коэффициент видимого расширения ртути в стекле, равный 0,00016 для

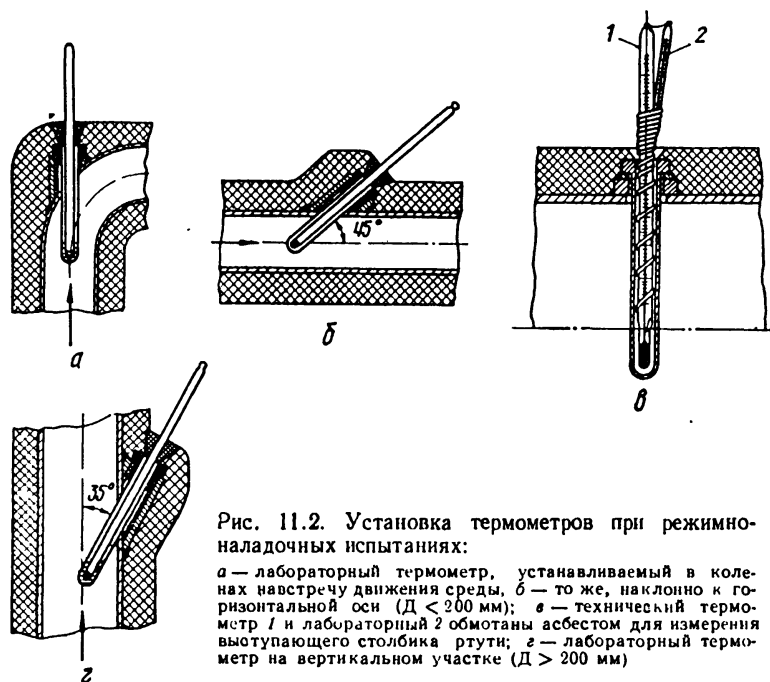


Рис. 11.2. Установка термометров при режимно-наладочных испытаниях:

а — лабораторный термометр, устанавливаемый в колене навстречу движению среды, б — то же, наклонно к горизонтальной оси ($D < 200$ мм); в — технический термометр 1 и лабораторный 2 обмотаны асбестом для измерения выступающего столбика ртути; г — лабораторный термометр на вертикальном участке ($D > 200$ мм)

термостойкого стекла и 0,000179 для кварцевого стекла; $t_{осн}$ — температура основного термометра, °С; $t_{ст}$ — температура вспомогательного термометра, °С.

Погрешность на выступающий столбик ртути можно не учитывать, если значение ее составляет 0,15 % от показаний основного термометра.

Термометры сопротивления (табл. 11.1). Измерение температуры термометрами сопротивления основано на свойстве металлов изменять сопротивление при нагревании. Наибольшее распространение полу-

11.2. Градуировочная таблица для платиновых термометров сопротивления (Гр 20, Гр 21 и Гр 22)

°С	Ом		°С	Ом		°С	Ом	
	Гр 21 ($R_0 = 4600$ Ом)	Гр 22* ($R_0 = 100$ Ом)		Гр 21 ($R_0 = 4600$ Ом)	Гр 22* ($R_0 = 100$ Ом)		Гр 21 ($R_0 = 4600$ Ом)	Гр 22* ($R_0 = 100$ Ом)
0	46	100	220	84,86	184,48	440	121,11	263,29
10	47,82	103,96	230	86,56	188,18	450	122,70	266,74
20	49,64	107,91	240	88,26	191,88	460	124,78	270,18
30	51,45	111,85	250	89,96	195,56	470	125,86	273,6
40	53,26	115,78	260	91,64	199,23	480	127,43	277,01
50	55,06	119,7	270	93,33	202,89	490	128,99	280,41
60	56,86	123,6	280	95,0	206,53	500	130,55	283,8
70	58,65	127,49	290	96,68	210,17	510	—	287,18
80	60,43	131,37	300	98,34	213,79	520	—	290,55
90	62,21	135,24	310	100,01	217,4	530	—	293,91
100	63,99	139,1	320	101,66	221,0	540	—	297,25
110	65,76	142,95	330	103,31	224,59	550	—	300,58
120	67,52	146,78	340	104,96	228,17	560	—	303,9
130	69,28	150,6	350	106,6	231,73	570	—	307,21
140	71,03	154,41	360	108,23	235,29	580	—	310,5
150	72,78	158,21	370	109,86	238,83	590	—	313,79
160	74,52	162,0	380	111,48	242,36	600	—	317,66
170	76,26	165,78	390	113,1	245,88	610	—	320,32
180	77,99	169,54	400	114,72	249,38	620	—	323,57
190	79,71	173,29	410	116,32	252,88	630	—	326,8
200	81,43	177,63	420	117,93	256,36	640	—	330,03
210	83,15	180,76	430	119,52	259,83	650	—	333,25

* Для термометров градуировки Гр20 ($R_0 = 10$ Ом) все значения необходимо разделить на 10

чили платиновые ТСП и медные ТСМ термометры сопротивления, в которых чувствительный элемент соответственно состоит из платиновой или медной проволоки.

Термометры сопротивления не являются показывающими приборами, а служат лишь датчиками и работают в комплекте со вторичными приборами-логометрами или уравновешенными мостами, которые имеют шкалы, градуированные в °С.

Платиновые термометры выпускаются I и II классов точности, медные — II и III. Термометры I класса имеют допустимое отклонение от номинального значения $\pm 0,05$ %, а II и III $\pm 0,1$ %. Градуировка термометров (табл. 11.2) зависит от чувствительности элемента и его сопротивления.

В качестве вторичных приборов термометров сопротивления применяются логометры. Принцип действия логометров основан на взаимодействии магнитных полей: постоянного и создаваемого током, протекающим в рамке подвижной системы прибора. При изменении сопротивления термометра происходит разбалансировка моста, т. е. изменится ток в рамке, а следовательно, и магнитное поле, что вызывает отклонение стрелки прибора. Обычно к одному логометру подключается несколько термометров через переключатель типа ПМТ. Основным условием подключения является соответствие градуировки

шкалы прибора с термометром сопротивления. Градуировка и диапазон измерения температур логометров Л-66 и Л-64И приведены в табл. 11.3.

Класс точности приборов Л-64 и ЛР-64-02 — 1,5; Л-64И — 1. Внешнее сопротивление 5 и 15 Ом. Питание логометров Л-64 и Л-64И осуществляется от выпрямителя, ЛР-64-02 — от сети 220 В, 50 Гц. Приборы Л-64 и Л-64И предназначены для измерения температуры в комплекте с термометром сопротивления при температуре окружающего воздуха от 10 до 30 °С и влажностью до 80 %. Прибор Л-64И

может использоваться во взрывоопасных помещениях. Прибор ЛР-64-02 имеет дополнительное устройство для сигнализации или двухпозиционного регулирования.

Установка термометров сопротивления. Перед установкой проверяют чувствительность элемента и сопротивление изоляции с помощью мегомметра с номинальным напряжением 500 В. Длина термометра выбирается по размерам трубопровода или аппарата, в котором измеряется температура. При этом необходимо учитывать, что измерение производится активной частью термометра длиной 120 мм для платиновых элементов и 60 — для медных. Часть трубы, вводимая в измерительную среду (защищенный чехол), изготавливается из термостойких материалов.

При монтаже термометры сопротивления вворачиваются штуцером, имеющим резьбу, в бобышку.

Термометр в точный объем устанавливается следующим образом: в кладку закладывается труба с фланцем на конце, к которому присо-

11.3. Характеристика профильных логометров типа Л-64 и Л-64И севанского завода приборов

Диапазон, °С	Градуировка Гр
0—150	23
0—180	23
0—200	21; 22
0—300	21; 22
0—400	21; 22
0—500	21; 22
200—500	21; 22

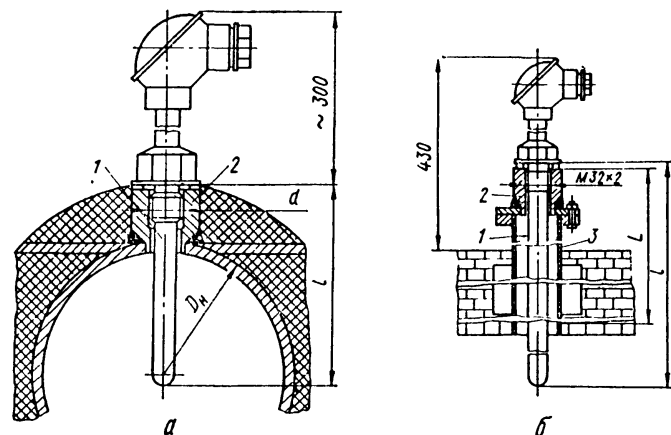


Рис. 11.3. Схема установки термометров сопротивления в трубопроводе (а) и кирпичной кладке (б):

1 — термометр; 2 — бобышка; 3 — труба

единяется бобышка также с фланцем (рис. 11.3). Если термометр устанавливается для измерения температуры среды давлением, близким к атмосферному, то в бобышку закладывается асбесто-графитовая уплотнительная набивка и ввертывается накидная гайка сальника. При установке термометра (в объем) с выступающим концом более 500 мм в горизонтальном или наклонном положении необходимо обеспечить дополнительное крепление, чтобы избежать прогиба и вибрации. Соединительные провода от термометров ко вторичным приборам должны быть медными марки ПР-500. Применяют кабели с медными жилами марки КВРГ и КНРГ.

При режимно-наладочных работах для проверки показаний температуры стационарно установленных приборов применяются переносные мосты типа МВУ.

Термопары применяются при режимно-наладочных испытаниях для измерения температур, а также для проверки показаний щитовых приборов. Работа термопар основана на возникновении ЭДС в результате нагрева спая двух электродов из различных сплавов.

11.4 Термопары

Тип	Обозначение градуировки	Термоэлектродные материалы	Пределы измерения температуры при длительном применении, °С	Предельная кратковременная температура, °С
ТПП	ПП-1	Платинорадий — платина	—20...+1300	1600
ТПР	ПР-30/6	Платинорадий — платинорадий (30 и 6 % радия)	300...1600	1800
ТХА	ХА	Хромель-алюмель	—50...+1000	1300
ТХК	ХК	Хромель-копель	—50...+600	800
ТНС	НС	Сплав НК-СА	300...1000	—
ТВР	ВР-10/20	Вольфрам-рений	100...1800	—
ТВР	ВР-5/20	Вольфрам-рений	800...1950	—
ТМК	МК	Медь-константан	—200...+200	500
ТЖ	Ж	Железо-константан	—200...+600	800
ТЖК	ЖК	Железо-копель	—50...+600	800

В течение 1—2 ч

Стандартные градуировки термопар приведены в табл. 11.4. В качестве вторичных приборов применяются потенциометры или милливольтметры.

Термопары ТПП и ТПР устойчиво работают в окислительной и нейтральной средах, разрушаются в восстановительной атмосфере. Для защиты их применяют фарфоровые чехлы, выдерживающие высокие температуры. Хромель-алюмелевые термопары ТХА обладают большой стойкостью в окислительной среде до температур 1000—1060 °С, однако в восстановительной атмосфере и среде, содержащей серу, быстро разрушаются. Хромель-копелевые термопары устойчивы как в окислительной, так и в восстановительной средах, не корродируют и при температурах до 0 °С. Термопары ТМК устойчивы в окислительной и восстановительных средах до (350—600) °С.

11.5. Технические характеристики термопар

Тип	Пределы температур при длительном применении, °С	Градуировка	Инерционность	Давление среды, МПа (кгс/см²)	Конструкция вывода из головки	Защитный чехол
ТПП-П (в сплошном чехле без крепления)	0—1300	ПП-1	3,5 мин	Атмосферное	Гибкий шланг или штуцер	Фарфор
ТПП-0555	0—1300	ПП-1	40с	»	Штуцер	Сталь марки 0Х13
ТПП-1378	20—1300	ПП-1	40с	»	—	Без арматуры
ТПР-0555	0—1600	ПР-30/6	40—60с	»	Штуцер	Сталь марки 0Х13 Х18Н10Т
ТПР-1378	300—1600	ПР-30/6	40с	»	—	Без арматуры
ТХАП-15 без головки, поверхность	0—900	ХА	3,5 мин	»	Фарфор	»
ТХА-VIII с неподвижным штуцером	0—300 0—1000	ХА	3,5 мин	0,6 (6)	Гибкий шланг или штуцер	Сталь марки Х18Н10Т Х25Т
ТХА-XIII без штуцера, с муфтой	0—800 0—1000	ХА	3,5 мин	Атмосферное	Гибкий шланг или штуцер	Сталь марки Х18Н10Т Х25Т
ТХА-V-XV с неподвижным штуцером М27×2	0—600	ХА	40с	10 (160)	»	Сталь марки 2Х13

Луцкого приборостроительного завода

Устойчивость к механическим воздействиям	Монтажная длина, мм	Обозначение	Примечание
Обыкновенная	500, 800, 1000, 1250, 1600, 2000	—	Измерение температур воздушных сред
»	320 500 800 1000 1250 1600 2000	5Ц2.821.589.16 5Ц2.821.589.01.17 5Ц2.821.589.05.21 5Ц2.821.589.06.22 5Ц2.821.589.07.23 5Ц2.821.589.08.24 5Ц2.821.589.09.25	То же, в лабораторных условиях
»	120; 160; 320; 500; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3200	—	То же
»	320 50	5Ц2.281.589.02 5Ц2.281.589.18 5Ц2.281.589.03 5Ц2.281.589.13	Измерение температур окислительных сред, диаметр термоэлектродной проволоки 0,3 мм
»	120; 160; 200; 250; 320; 500; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3200	—	Измерение температур газовых окислительных сред в лабораторных условиях, диаметр проволоки 0,3 мм
»	1500	—	Для установки на пароперегревателях котлов в комплекте с милливольтметрами или потенциометрами
»	160, 200, 320, 400, 800, 1250	—	Измерение температур газообразных и жидких сред в сосудах под давлением в комплексе со вторичными приборами
»	500; 800; 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3200	—	То же, для аппаратов, работающих без давления
»	120, 160, 200, 320	—	Измерение температуры пара и воды, находящейся под давлением

Тип	Пределы температур при длительном применении, °С	Градировка	Инерционность	Давление среды, МПа (кгс/см²)	Конструкция вывода из головки	Защитный чехол
ТХА-284 водозащищенная с неподвижным штуцером М33×2	0—600	ХА	1 мин	25 (250)	Гибкий шланг или штуцер	Сталь марки Х1810Т
ТХК-VIII с неподвижным штуцером М33×2	0—600	ХК	3,5 мин	4 (40)	»	Сталь марки 20 или Х18Н10Т
ТХК-V-XV с подвижным штуцером М33-2	0—600	ХК	40с	10 (100)	»	Сталь марки 2Х13
ТХК-284 водозащищенная	0—600	ХК	1 мин	25 (250)	»	Сталь марки Х1810Т
ТХА и ТХК-0515 03-23, -43, -63	0—600	ХК	40с	0,4 (4)	Водозащищенная	Сталь марки Х18Н10Т
ТХА и ТХК-0515 -04, -24, -44, -64	50—600	ХА	40с	0,4 (4)	»	Сталь марки 0Х20Н14С2
ТХА и ТХК-0515 -13, -33, -53	0—600	ХК	40с	—	»	Сталь марки Х18Н10Т

Примечание Пример оформления заказа: Термопара платинородий-

платиновая типа ТПП-1378, монтажная длина 800, исполнение обычное

Термопары ТЖ и ТЖК также быстро окисляются. Они могут быть применены в окислительной и восстановительной средах кратковременно при температурах до 600 °С.

Характеристики термопар приведены в табл. 11.5. В качестве вторичных приборов в комплекте с термопарами применяются милливольтметры МПП-054, МПП-154 и МПП-254. Эти приборы имеют две шкалы: верхняя градуирована в милливольтах и нижняя — в градусах Цельсия. При использовании верхней шкалой второй конец термопары присоединяется к зажиму, обозначенному знаком «мв», при пользовании нижней шкалой — к одному из зажимов, обозначенными 0,6; 5 или 15 Ом. Нижней шкалой пользуются в том случае, когда она точно соответствует типу применяемой термопары, а сопротивление внешней цепи равно указанному на зажиме прибора.

Градуировка термопар обычно производится при 0 °С. Термопара дает правильное показание в том случае, если температура свободных концов будет соответствовать 0 °С. Если же она будет выше, то показа-

Устойчивость к механическим воздействиям	Монтажная длина, мм	Обозначение	Примечание
Виброустойчивая	120, 160, 200, 320	—	Измерение температуры пара при давлении 25 МПа (250 кгс/см²) и скорости протекания от 40 до 80 м/с. То же, что для ТХА-V-III
Обыкновенная	160, 200, 320, 400, 800, 1250	—	То же, что для ТХА-V-XV
»	120, 160, 200, 320	—	То же, что для ТХА-V-XV
Виброустойчивая	120, 160, 200, 320	—	То же, что для ТХА-284
»	320, 800, 1250, 2000	—	Измерение температуры жидких и газовых сред в промышленных условиях в одной точке. То же
»	320, 800, 1250, 2000	—	То же
»	500, 1000	—	То же

платиновая типа ТПП-1378, монтажная длина 800, исполнение обычное

ния будут занижены, ниже — завышены. В этих случаях необходимо вводить поправки на изменение температуры. Существует несколько методов введения поправок.

Введение поправок путем расчета
Действительная температура, °С,

$$t_d = t_n + k(t_1 - t_0),$$

где t_n — температура, показанная прибором, °С; t_0 — температура свободного конца, при которой производилась градуировка, принимается по паспорту термопары, °С; t_1 — действительная температура свободного конца термопары (на зажимах головки), °С; k — коэффициент, зависящий от интервала температур и типа термопары, принимается по табл. 11.6.

Введение поправок по расчету ЭДС. Специальным ртутным термометром измеряется температура холодного конца у зажимов головки термопары. По данным табл. 11.7 находят ЭДС холодного конца термопары, а ЭДС горячего спая измеряется вторичным прибором. Общая ЭДС, мВ,

11.6. Коэффициент k для наиболее распространенных термопар

Температура, °C	Термопара				
	платино-родий-платина	хромель-алюмель	хромель-копаль	железо-копаль	медь-копаль
0—100	1	1	1	1	1
101—200	0,82	1	0,9	1	0,86
201—300	0,72	1	0,83	0,99	0,77
301—400	0,69	0,98	0,81	0,99	0,7
401—500	0,66	0,98	0,83	0,98	0,68
501—600	0,63	1	0,79	1,02	0,65
601—700	0,62	0,96	0,78	1,0	0,65
701—800	0,6	1	0,8	0,91	—
801—900	0,59	1	0,8	0,82	—
901—1000	0,56	1	—	0,84	—
1001—1100	0,55	1,07	—	—	—
1101—1200	0,53	1,11	—	—	—
1201—1300	0,53	—	—	—	—
1301—1400	0,52	—	—	—	—
1401—1500	0,52	—	—	—	—
1501—1600	0,53	—	—	—	—

11.7. Градуировочная таблица термопар при температуре свободных концов, °C

°C	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
	ЭДС, мВ									

Термопара ТПР (градуировка ПР-30/6)

300	0,456	0,487	0,520	0,553	0,587	0,622	0,658	0,695	0,733	0,772
400	0,812	0,853	0,895	0,938	0,983	1,028	1,074	1,121	1,169	1,218
500	1,268	1,319	1,371	1,424	1,478	1,532	1,588	1,645	1,702	1,761
600	1,821	1,881	1,943	2,005	2,068	2,152	2,198	2,264	2,330	2,398
700	2,467	2,536	2,607	2,678	2,750	2,823	2,897	2,972	3,048	3,124
800	3,201	3,279	3,358	3,438	3,519	3,600	3,682	3,765	3,849	3,934
900	4,019	4,105	4,192	4,279	4,368	4,457	4,547	4,637	4,728	4,820
1000	4,913	5,006	5,100	5,195	5,290	5,387	5,483	5,581	5,679	5,777
1100	5,876	5,976	6,077	6,178	6,280	6,382	6,485	6,588	6,692	6,796
1200	6,902	7,008	7,114	7,221	7,328	7,436	7,544	7,653	7,762	7,872
1300	7,982	8,093	8,204	8,315	8,427	8,540	8,653	8,766	8,880	8,994
1400	9,109	9,224	9,339	9,455	9,571	9,687	9,804	9,921	10,038	10,156
1500	10,274	10,392	10,511	10,630	10,749	10,869	10,989	11,109	11,229	11,350
1600	11,471	11,592	11,713	11,834	11,956	12,078	12,2	12,323	12,445	12,568
1700	12,691	12,814	12,937	13,060	13,184	13,307	13,431	13,555	13,679	13,803
1800	13,927	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 11.7

°C	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
	ЭДС, мВ									

Термопара ТПП (градуировка ПП-1)

0	0,000	0,055	0,112	0,173	0,234	0,299	0,364	0,432	0,500	0,571
100	0,643	0,117	0,792	0,869	0,974	1,026	1,106	1,187	1,269	1,352
200	1,436	1,521	1,606	1,692	1,779	1,867	1,955	2,044	2,133	2,223
300	2,314	2,406	2,498	2,591	2,084	2,777	2,871	2,955	3,060	3,154
400	3,249	3,345	3,440	3,536	3,633	3,730	3,826	3,929	4,021	4,119
500	4,218	4,316	4,415	4,515	4,615	4,715	4,815	4,915	5,016	5,018
600	5,220	5,322	5,425	5,528	5,631	5,734	5,837	5,941	6,046	6,151
700	6,256	6,362	6,467	6,573	6,679	6,786	6,893	7,000	7,108	7,216
800	7,325	7,434	7,543	7,653	7,763	7,872	7,983	8,094	8,205	8,316
900	8,428	8,540	8,653	8,765	8,873	8,992	9,106	9,220	9,334	9,449
1000	9,564	9,679	9,795	9,911	10,028	10,145	10,262	10,379	10,496	10,614
1100	10,732	10,850	10,968	11,086	11,205	11,324	11,443	11,563	11,683	11,808
1200	11,923	12,043	12,103	12,284	12,404	12,525	12,645	12,766	12,887	13,008
1300	13,129	13,250	13,371	13,492	13,613	13,734	13,855	13,975	14,096	14,217
1400	14,338	14,458	14,579	14,699	14,819	14,939	15,059	15,179	15,298	15,418
1500	15,537	15,656	15,775	15,893	16,011	16,129	16,247	16,364	16,481	16,598
1600	16,714	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Термопара ТХА (градуировка ХА)

0	0,00	0,40	0,80	1,20	1,61	2,02	2,43	2,85	3,26	3,68
100	4,10	4,51	4,92	5,33	5,73	6,13	6,53	6,93	7,33	7,73
200	8,13	8,53	8,93	9,34	9,74	10,15	10,56	10,97	11,38	11,80
300	12,21	12,62	13,04	13,45	13,87	14,30	14,72	15,14	15,56	15,99
400	16,40	16,83	17,25	17,67	18,09	18,51	18,94	19,37	19,79	20,22
500	20,65	21,08	21,50	21,93	22,35	22,78	23,21	23,63	24,06	24,49
600	24,91	25,33	25,76	26,19	26,71	27,04	27,46	27,88	28,30	28,73
700	29,15	29,57	29,99	30,41	30,83	31,24	31,66	32,08	32,49	32,90
800	33,32	33,72	34,13	34,55	34,95	35,36	35,76	36,17	36,57	36,97
900	37,37	37,77	38,17	38,57	38,97	39,36	39,76	40,15	40,54	40,93
1000	41,32	41,71	42,09	42,48	42,88	43,26	43,64	44,02	44,40	44,78
1100	45,16	45,54	45,91	46,29	46,66	47,03	47,40	47,77	48,14	48,50
1200	48,87	49,23	49,59	49,95	50,31	50,67	51,02	51,38	51,73	52,08
1300	52,43	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Термопара ТХК (градуировка ХК)

0	0,00	0,65	1,31	1,98	2,66	3,35	4,05	4,76	5,48	6,21
100	6,95	7,69	8,43	9,18	9,93	10,69	11,46	12,24	13,03	13,84
200	14,66	15,48	16,3	17,12	17,65	18,77	19,6	20,43	21,25	22,08
300	22,91	23,75	24,6	25,45	26,31	27,16	28,02	28,89	29,76	30,61
400	31,49	32,35	33,22	34,08	34,95	35,82	36,68	37,55	38,42	39,29
500	40,16	41,03	41,91	42,79	43,68	44,56	45,45	46,34	47,23	48,12
600	49,02	49,9	50,78	51,66	52,53	53,41	54,28	55,15	56,03	56,90
700	57,77	58,64	59,51	60,37	61,24	62,11	62,97	63,83	64,70	65,56
800	66,42	—	—	—	—	—	—	—	—	—

11.8. Компенсационные (термоэлектродные) провода

Наименование термопары	Компенсационный провод				Доп. сопротивление при 100 °С при 100 °С при 100 °С	Сопротивление провода, Ом/м, при площади сечения, мм²		
	Марка	Обозначение	Материал проводов и расцветка	Номинальная площадь сечения, мм²		1,0	1,5	2,5
Платинородий-платиновая (ПП-1)	ПКВ; ПКВ-1; ПКТВ; ПКТВ-1 ПКВ-1	П	Медь-сплав ТП (красная — зеленая)	2,5 1,0; 1,5; 1,8; 2,5 1,0	0,64±0,03	— 0,05 0,05	— 0,03 —	0,02 0,02 —
Хромель-алюмелевая (ХА)	ПКВ; ПКВ-1; ПКТВ; ПКТВ-1 ПКВП ПКЛ или ПКСЛ ПКЛЭ или ПКСЛЭ	М	Медь-константан (красная — коричневая)	2,5 1,0; 1,5; 1,8; 2,5 1,5; 1,8; 2,5 1,5; 2,5	4,1±0,15	— 0,52 0,52	— 0,35 0,35	0,21 0,21 0,21
Хромель-алюмелевая (ХА)	—	ХА	Хромель-алюмель (фиолетовая — черная)	1,0; 1,5; 2,5	4,1±0,15	0,92	0,63	0,38
Хромель-копелевая (ХК)	ПКВ; ПКВ-1 ПКТВ; ПКТВ-1 ПКВП ПКЛ или ПКСЛ	ХК	Хромель-копель (фиолетовая — желтая)	2,5 1,0; 1,5; 1,0 1,5; 1,8; 2,5; 1,5; 2,5	6,90±0,30	— 1,15 1,15	— 0,77 —	0,46 0,46 0,46
Железо-копелевая	—	ЖК	Железо-копель (белая — желтая)	1,0; 1,5; 2,5	5,75±0,25	0,61	0,41	0,24
Вольфрам-ренийевая	ПКГВ ПКГВЭВ	МН-2,4	Медь-медноникелевый сплав	1,0; 1,5; 1,8	—	—	—	—
Вольфрам-ренийевая	ПКГВ; ПКГВЭВ	МН-1,2	Медь-медноникелевый сплав	1,0; 1,5; 1,8	—	—	—	—

$$e = e_r + e_x$$

где e_r и e_x — ЭДС соответственно горячего и холодного концов термопар, мВ

По общей ЭДС по той же табл. 11.7 определяют действительную температуру.

Применение компенсационных проводов является наиболее эффективным методом ликвидации погрешности. При введении в схему термопары компенсационных проводов колебание температур холодного спая переносится в зону постоянной температуры. Подбор проводов к термопарам осуществляется по данным табл. 11.8. Присоединение компенсационных проводов к термопарам производится в соответствии с их полярностью

Применение компенсационной коробки типа КТ. Коробка типа КТ применяется для компенсации погрешности свободного конца термопары на показание действительной температуры. Коробка работает при температуре окружающего воздуха 0—40 °C и относительной влажности 30—80 %. На рис. 11.4 показана схема соединений термопары со вторичным прибором.

Термопара 1 компенсационными проводами 2 подключается к компенсационной коробке 3, расположенной в зоне постоянной температуры, а от нее — медными проводами 4 ко вторичному прибору 5. Электрическая схема коробки состоит из неуравновешенного моста, питание которого производится от источника постоянного тока напряжением 4 В. При температуре окружающей среды мост уравновешен, т. е. разность потенциалов между вершинами его равна нулю. Чувствительным элементом схемы является резистор R3. При изменении температуры от 20 °C его сопротивление изменяется. В диагонали моста

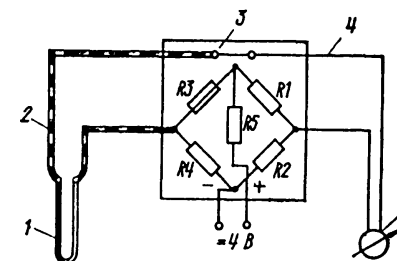


Рис. 11.4. Схема соединения термопары со вторичным прибором

появляется напряжение. Диагональ включена последовательно с термопарой. Напряжение ее увеличивает или уменьшает ЭДС термопары.

Компенсационная коробка устанавливается в тех случаях, когда вторичный прибор от термопары находится на значительном расстоянии. В этом случае линия от коробки к прибору выполняется из медных проводов.

11.2. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Измерение давлений пара, воды, жидких и газообразных топлив производится пружинными или мембранными манометрами. Для испытаний применяются манометры класса точности не выше 1,5.

Образцовые манометры (рис. 11.5) применяются для проверки технических манометров. Шкала приборов круговая с отметками, расположенными на дуге в 300° через 1°. Образцовые манометры имеют класс точности 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1.

Technical drawing of a pressure gauge. The main view shows a circular scale with a needle pointing to 30. The scale is marked from 0 to 300 in increments of 10. The text "Предельное давление" (Limit pressure) is written on the scale. The unit of measurement is кг/см^2 (kg/cm²). The gauge has a vertical scale with dimensions 780 (width) and 222 (height). The side view shows a rectangular body with a width of 49 and a height of 132. The mounting flange has a diameter of $\Phi 6$ and a thickness of 5. The overall height of the gauge is 172. The mounting flange has a diameter of $\Phi 6$ and a thickness of 5. The overall height of the gauge is 172.

метры типа МКО с одновитковой трубчатой пружиной имеют класс точности 0,4; 0,6, двухстрелочные типа МКД — 0,6; 1. Контрольные манометры работают при температуре воздуха от -20 до +60 °С. На рис. 11.6 показан общий вид контрольного манометра типа МКД.

Рис. 11.6. Манометр контрольный типа МКД

5. Расстояние от места отбора импульса до прибора не должно превышать 50 м; при большем расстоянии необходимо применять манометры с электрической передачей показаний.

6 Соединительные линии выполняются при температуре до 400 °С — медными трубами, более 400 °С — стальными; внутренний диаметр должен быть не менее 8 мм.

7. Линии подключения манометров должны прокладываться с уклоном 0,1 в сторону отбора импульса, если измеряемая среда — пар, пыль, газ, и в сторону манометра, если измеряемая среда — жидкость.

а — присоединение U-образной трубки; б — присоединение кольцевой трубки, в — присоединение через демпфирующее устройство

вается трехходовой кран при давлении до 5 МПа (50 кгс/см²) и штуцер с двумя игольчатыми вентилями — при давлении выше 5 МПа (50 кгс/см²).

9. При установке манометров на пульсирующее давление (после паровых насосов) между прибором и трехходовым краном устанавливается демпфирующее устройство

10. Установка манометров должна производиться в местах, не подверженных воздействию высоких температур и вибрации.

11. Для защиты манометров применяются сифонные (U-образные или кольцевые) грубки (рис. 11.7).

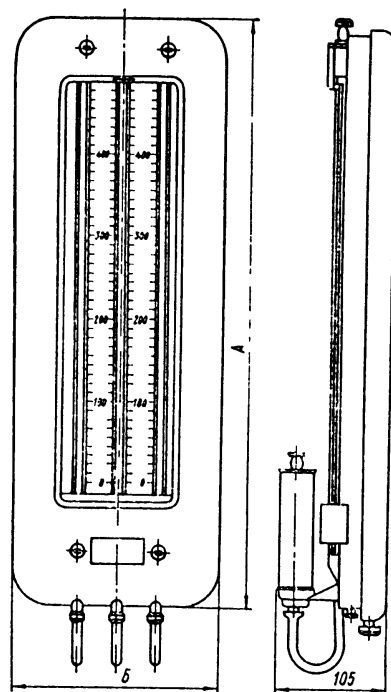
12 Манометры работают при температуре окружающего воздуха от -5 до $+60$ °С и относительной влажности до 80 %, электроконтактные манометры — при температуре $0-60$ °С.

13. Для присоединения импульсных линий к трубопроводу в последнем сверлится отверстие $\varnothing$ 4—8 мм. Во избежание завихрения кромки отверстий на внутренней поверхности труб должны быть притерты.

Расчет давлений по показанию манометров. Избыточное давление рассчитывается по формуле, МПа (кгс/см²),

298

где $P_{\text{ср}}$ — среднее давление за время опыта МПа (кгс/см²); ΔP_m — поправка манометра, принимается по паспорту, МПа (кгс/см²); $\Delta P_T = K_T P_{\text{ср}} (t' - t)$ — поправка на температуру, °С; принимается в том случае, если испытания проводились при температуре, отличной от градуировочного значения, т. е. 20 ± 5 °С; $K_T = 0,4 \cdot 10^{-3}$ — температурный коэффициент для манометров с латунными трубками, °С; t' — температура окружающей среды при испытании, °С; t — температура градуировки, °С; $\Delta P_{\text{ст}} = H\rho/10\,000$ — поправка на высоту столба, °С;



H — высота столба воды в соединительной трубке от места отбора импульса до манометра м; ρ — плотность воды в соединительной трубке, кг/м³. При установке манометра выше отбора импульса перед $\Delta P_{\text{ст}}$ ставится знак «+», ниже — знак «-».

U-образный жидкостный манометр типа ПР применяется для измерения избыточного давления или разрежения газа или воздуха. Шкала градуирована в мм вод. ст.

Тягонапоромеры дифференциальные жидкостные типа ТДЖ (рис. 11.8) используются для измерения давления, разрежения и разности давлений неагрессивных газообразных сред. Прибор состоит из одного или нескольких чашечных однотрубных манометров.

При измерении разрежения резиновый шланг присоединяется к

Рис. 11.8. Тягонапоромер дифференциальный жидкостный типа ТДЖ

трубке, при измерении давления — к сосуду. При определении разности давлений линия, имеющая большее давление, присоединяется к сосуду, меньшее давление — к трубке прибора.

Тягонапоромеры мембранные типа ТНМ-П1 и напоромеры НМ-П1 (модель 2007) предназначены для измерения давления и разрежения воздуха и неагрессивных газов при температуре от 5 до 50 °С и относительной влажности 80 %. Приборы состоят из герметической коробки и двух спаянных по окружности мембран.

Нижняя мембрана неподвижно установлена на основании прибора. В отверстие, расположенное по центру верхней мембраны, подводится давление или разрежение, которое вызывает перемещение верхней части мембраны и через систему рычагов и механизмов вынуждает отклоняться стрелку.

Пределы измерения, Па (кгс/м²), ТНМ-П1: $\pm 0-125$ (0-12,5); НМ-П1: 0-400 (0-40), 0-630 (0-63), 0-1000 (0-100), 0-1600 (0-160), 0-2500 (0,250), 0-4000 (0-400).

Тягонапоромеры жидкостные многотрубчатые предназначены для измерения давления и разрежения воздушных и газовых сред. Изготовление приборов осуществляется по месту (рис. 11.9). К деревянной панели скобами прикрепляют требуемое количество стеклянных трубок $\varnothing 8-10$ мм. Длина трубок принимается по предполагаемому значению диапазона измерения. К каждой трубке прикрепляют измерительные шкалы (из миллиметровой бумаги). С задней стороны панели крепится общий для всех трубок сосуд, выполненный из трубы

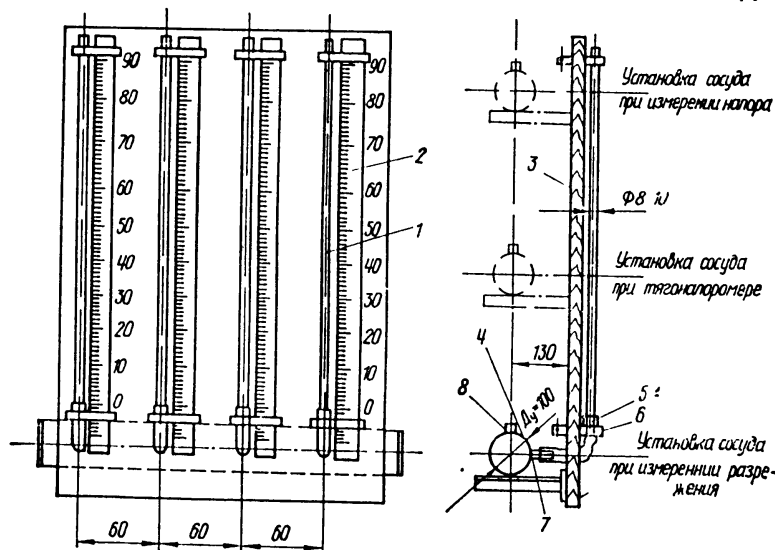


Рис. 11.9. Тягонапоромеры жидкостные многотрубчатые:

1 — трубка стеклянная $\varnothing 8-10$ мм; 2 — шкала отсчета; 3 — панель деревянная, 4 — сосуд (труба $\varnothing 108 \times 4$); 5 — трубка резиновая; 6 — комут., 7 — соединительный штуцер (трубки $\varnothing 10 \times 1,5$); 8 — штуцер для заполнения водой (D_y-10)

$\varnothing 108 \times 4$, со штуцером для заправки водой $\varnothing 11-13$ мм и длиной 30 мм. Соединение стеклянных трубок с сосудом осуществляется резиновыми шлангами.

Если прибор предназначен для измерения разрежения, то сосуд располагается в нижней части панели, если для измерения давления, то — в верхней части. При установке сосуда по средней линии панели можно измерять и разрежение, и давление.

11.3. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ЖИДКОСТЕЙ, ПАРОВ И ГАЗОВ

Для измерения расхода жидкости, пара или газа применяются дифманометры в комплекте с сужающими устройствами. В трубопроводе, в месте установки диафрагмы или сопла, создается местное сужение потока, вследствие чего часть потенциальной энергии давления переходит в кинетическую. Средняя скорость потока в суженном сечении повышается, в результате статическое давление в этом сечении становится меньше, чем давление перед устройством. Разность перепада давлений тем больше, чем больше расход протекающей среды, что мо-

жет служить мерой расхода и измеряется при помощи дифференциальных манометров.

При применении сужающих устройств должны быть выполнены следующие условия:

- 1) среда должна быть однородной и находиться в одной фазе (перегретый пар, вода, очищенный газ);
- 2) измеряемая среда при прохождении через диафрагму не должна иметь осадков, выделения газа и паров;

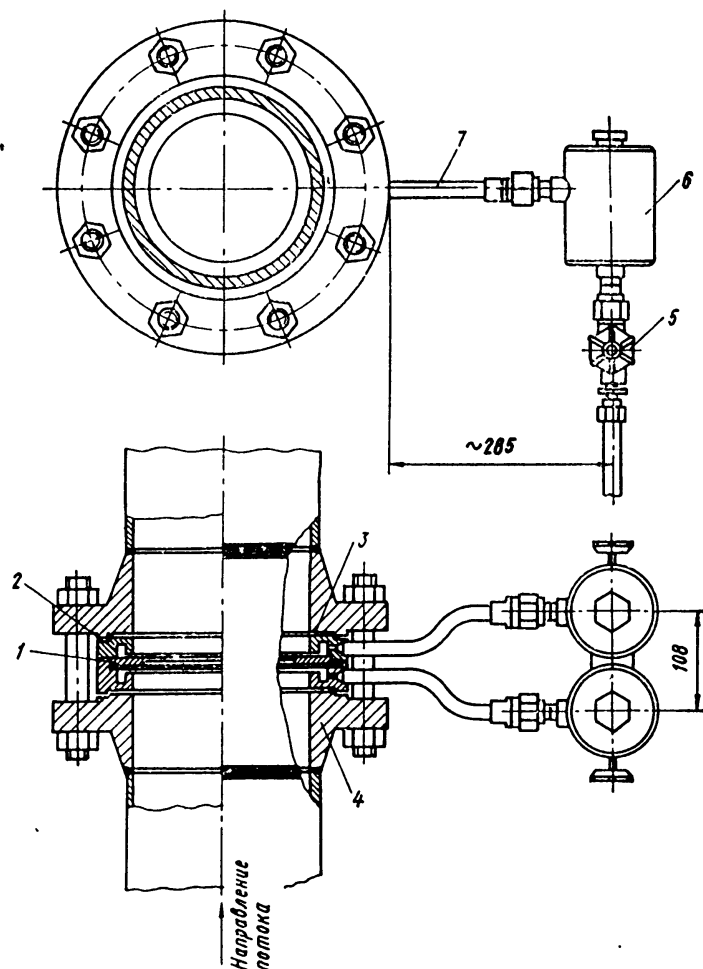


Рис. 11.10. Установка кольцевой камерной диафрагмы с конденсационными сосудами:

1 — диск диафрагмы, 2 — кольцевая камера, 3 — прокладка; 4 — фланец; 5 — запорный вентиль; 6 — конденсационный сосуд, 7 — трубка для отбора импульсного давления

3) измеряемая среда должна заполнять все сечение трубопровода при всех режимах эксплуатации.

При установке сужающих устройств необходимо соблюдать следующие требования.

1 Внутренний диаметр трубопровода до и после сужающих устройств не должен иметь уступов и неровностей; трубопровод должен быть строго цилиндрическим.

2 Сужающие устройства должны быть тщательно отцентрованы по отношению к оси трубопровода.

3 Все соединения должны быть герметичными.

4. Длина соединительных линий от места отбора импульса до дифманометра не должна превышать 30—35 м, наименьшая длина при температуре среды более 100 °С составляет 5—6 м.

5. Сужающие устройства устанавливаются на прямых участках вертикальных или горизонтальных трубопроводов. Длина прямых участков принимается согласно Правилам измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами. Длина прямых участков после сужающих устройств l_2 зависит от модуля $(d/D)^2$ и диаметра трубопровода и принимается:

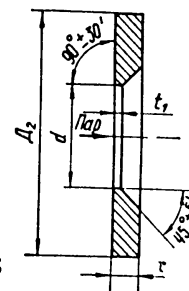


Рис. 11.11. Диск камерной диафрагмы

а) $m = 0,05$; $l_2 = 4D$; в) $m = 0,5$; $l_2 = 7,5D$;

б) $m = 0,3$; $l_2 = 6,5D$; г) $m = 0,7$; $l_2 = 8D$.

Длина прямых участков до сужающих устройств l_1 при модулях 0,05; 0,3; 0,5 и 0,7 принимается соответственно:

а) колена, тройники $l_1 = 10D, 16D, 28D$ и $53D$;

б) группа колен в одной плоскости $l_1 = 14D, 22D, 35D, 58D$;

в) группа колен в разных плоскостях $l_1 = 34D, 43D, 62D, 90D$;

г) открытые вентили $l_1 = 18D, 22D, 32D$ и $50D$;

д) открытые задвижки $l_1 = 12D, 14D, 20D$ и $40D$.

Регулирующие органы рекомендуется устанавливать за сужающим устройством.

Диафрагмы. В зависимости от перепада давления диафрагмы делятся на камерные и бескамерные. В бескамерных диафрагмах отбор давлений производится через отверстия, сделанные в трубопроводе до и после диска, в камерных — из кольцевых камер, имеющих зазоры, сообщающиеся с полостью трубопровода. Камерные диафрагмы имеют более высокую точность измерения, так как с их помощью можно отбирать среднюю разность давлений.

Камерные диафрагмы (рис. 11.10) состоят из диска 1 и двух кольцевых камер 2, предназначенных для отбора импульсов давления соответственно до и после диафрагмы. Диск устанавливается так, чтобы вход среды был со стороны цилиндрической части его. Камеры устанавливаются на прокладках и присоединяются к трубопроводу с помощью фланцев 4. Диски изготавливаются по рис. 11.11 из нержавеющей стали по данным табл. 11.9. Толщина диска принимается равной 3 мм для трубопроводов диаметром ≤ 150 мм и 6 мм — для трубопроводов диаметром ≤ 400 мм.

Кольцевые камеры (рис. 11.12) предназначены для фланцев с выточкой и для гладких фланцев. Изготовление их производится по данным табл. 11.10 и 11.11 в зависимости от диаметра трубопровода D

11.9. Габаритные размеры дисков камерных диафрагм

Диаметр трубопровода D_y , мм	Размер, мм		
	D_2^*	l	t_1
$P_y = 0,6 \text{ МПа (6 кгс/см}^2\text{)**}$			
100; 125; 150	136; 158; 183	3	0,5
175; 200; 225; 250; 300; 350; 400	213; 238; 263; 293; 345; 395; 450	6	1
$P_y = 6,4 \text{ МПа (64 кгс/см}^2\text{)**}$			
50; 60; 70; 80; 100; 125; 150	82; 92; 104; 116; 138; 167; 193	3	0,5
175; 200; 225; 250; 300; 350; 400	222; 247; 269; 300; 350; 406; 456	6	1

* Значение d принимается по расчету.

** P_y — давление среды.

11.10. Габаритные размеры кольцевых камер к фланцам с выточкой, мм, при $P_y = 4$ и $6,4 \text{ МПа (40 и 64 кгс/см}^2\text{)}$

D_y	D_1	D_2	D_3		D_4	D_5	D_6	a	b	l
			по диафрагме	после диафрагмы						
50	68	$82+0,23$	$100+0,23$	$100-0,23$	107	$87-0,23$	$88+0,23$	3	4	1,5
60	78	$92+0,23$	$110+0,23$	$110-0,23$	117	$99-0,23$	$100+0,23$	3	4	1,5
70	88	$104+0,23$	$120+0,26$	$120-0,26$	127	$109-0,23$	$110+0,23$	3	4	1,5
80	100	$116+0,23$	$132+0,26$	$132-0,26$	142	$120-0,26$	$121+0,26$	3	4	1,5
100	122	$138+0,26$	$158+0,26$	$158-0,26$	168	$149-0,26$	$150+0,26$	3	5	1,5
125	150	$167+0,26$	$184+0,3$	$184-0,3$	192	$175-0,26$	$176+0,26$	3,5	5	1,5
150	177	$193+0,3$	$209+0,3$	$209-0,3$	217	$203-0,3$	$204+0,3$	3,5	5	2
175	204	$222+0,3$	$252+0,3$	$252-0,3$	260	$233-0,3$	$234+0,3$	3,5	8,5	2
200	229	$247+0,3$	$272+0,34$	$272-0,31$	286	$259-0,3$	$260+0,3$	3,5	7	2
225	251	$269+0,34$	$303+0,34$	$303-0,34$	317	$286-0,34$	$287+0,34$	3,5	7	2
250	282	$300+0,34$	$330+0,34$	$330-0,34$	341	$312-0,34$	$313+0,34$	3,5	7	2
300	332	$350+0,34$	$380+0,38$	$380-0,38$	390	$363-0,38$	$364+0,38$	4	7	2
350	385	$408+0,38$	$440+0,38$	$440-0,38$	450	$421-0,38$	$422+0,38$	4	9	2
400	438	$456+0,38$	$490+0,38$	$490-0,38$	500	$473-0,38$	$474+0,38$	4	10	2

Примечания: 1. Для $D_y = 50; 60; 70; 80; 100; 125; 150$ $n = 3$, для остальных $n = 6$.

2. Значение D принимается по расчету.

из углеродистой стали. Ширина кольцевой щели между камерой и плоскостью диафрагмы должна быть не менее 1 и не более 5 мм.

Фланцы изготавливаются по чертежу рис. 11.13 согласно данным по ГОСТ.

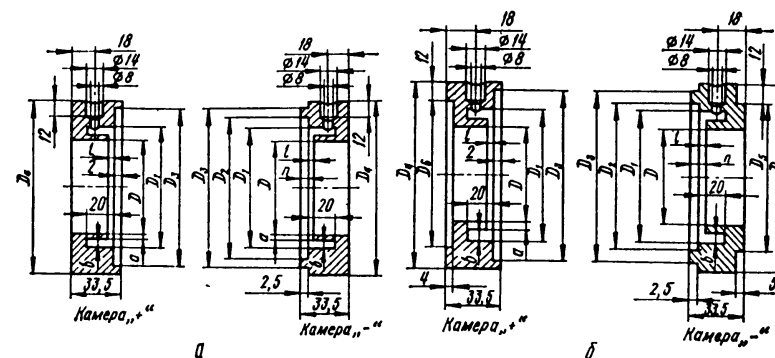


Рис. 11.12. Кольцевые камеры:

а — камера к гладким фланцам; б — камера к фланцам с выточкой

Диафрагмы стандартные изготавливаются по ГОСТ 14322—77 (бескамерные) и ГОСТ 14321—73 (камерные) заводами-изготовителями дифманометров на основании опросного листа. Вместе с диафрагмами по договоренности могут поставаться конден-

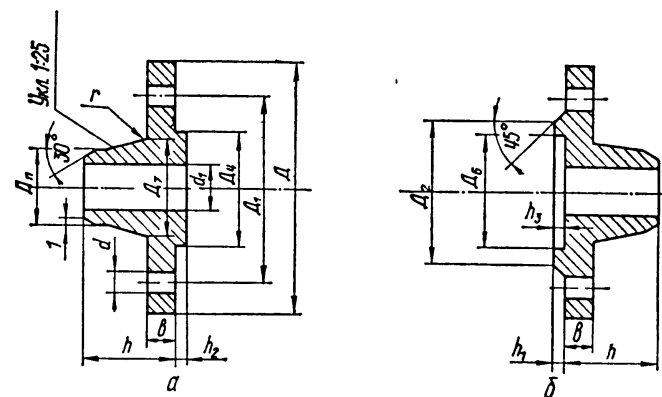


Рис. 11.13. Фланцы приварные встык:

а — фланец с выступом; б — фланец в впадине

сационные (для пара) и уравнильные сосуды. Диафрагмы могут иметь несколько пар отверстий для отбора давлений на измерительные приборы.

Расчет сужающих устройств для измерения расхода согласно Правилам 28—64.

11 11. Габаритные размеры кольцевых камер к гладким фланцам, мм

D_y	D_1^*	D_2	D_3		D_4 , мм	a , мм	b , мм	l , мм	n , мм
			до диа-фрагмы	после диа-фрагмы					
$P_y = 0,25$ и $0,6$ МПа (2,5 и 6 кгс/см ²)									
100	116	136 ^{+0,26}	144 ^{+0,26}	144 ^{-0,26}	152	2,5	4,5	1,5	3
125	142	158 ^{+0,26}	158 ^{+0,26}	174 ^{-0,26}	182	3,5	4	1,5	3
150	167	183 ^{+0,26}	199 ^{+0,3}	199 ^{-0,3}	207	3,5	4	1,5	3
175	197	213 ^{+0,3}	229 ^{+0,3}	229 ^{-0,3}	237	3,5	5	1,5	6
200	222	238 ^{+0,3}	252 ^{+0,3}	252 ^{-0,3}	262	3,5	5	1,5	5
225	247	263 ^{+0,34}	279 ^{+0,34}	279 ^{-0,34}	286	3,5	5	1,5	6
250	277	293 ^{+0,34}	309 ^{+0,34}	309 ^{-0,34}	317	3,5	5	1,5	6
300	332	345 ^{+0,34}	360 ^{+0,34}	360 ^{-0,34}	371	4	7	2	6
350	380	395 ^{+0,38}	408 ^{+0,38}	408 ^{-0,38}	415	4	6,5	2	6
400	432	450 ^{+0,38}	464 ^{+0,38}	464 ^{-0,38}	472	4	7	2	6

 $P_y = 1$ и $1,6$ МПа (10 и 16 кгс/см²)

50	68	82 ^{+0,23}	100 ^{+0,23}	100 ^{-0,23}	107	3	4	1,5	3
60	78	92 ^{+0,23}	110 ^{+0,23}	110 ^{-0,23}	117	3	4,8	1,5	3
70	88	104 ^{+0,23}	120 ^{+0,23}	120 ^{-0,23}	127	3	4,8	1,5	3
80	100	118 ^{+0,25}	132 ^{+0,26}	132 ^{-0,26}	142	3	4,5	1,5	3
100	122	138 ^{+0,26}	150 ^{+0,26}	150 ^{-0,26}	158	3	5	1,5	3
125	150	167 ^{+0,26}	184 ^{+0,3}	184 ^{-0,3}	192	3,5	6	1,5	6
150	177	193 ^{+0,3}	209 ^{+0,3}	209 ^{-0,3}	217	3,5	5	2	6
175	204	222 ^{+0,3}	237 ^{+0,3}	237 ^{-0,3}	247	3,5	8,5	2	6
200	229	247 ^{+0,3}	262 ^{+0,34}	262 ^{-0,34}	272	3,5	7	2	6
225	251	269 ^{+0,3}	293 ^{+0,34}	293 ^{-0,34}	302	3,5	7	2	6
250	282	300 ^{+0,34}	320 ^{+0,34}	320 ^{-0,34}	327	3,5	7	2	6
300	332	345 ^{+0,34}	363 ^{+0,38}	363 ^{-0,38}	371	4	7	2	6
350	383	406 ^{+0,38}	430 ^{+0,38}	430 ^{-0,38}	437	4	9	2	6
400	438	456 ^{+0,38}	473 ^{+0,38}	473 ^{-0,38}	490	4	10	2	6

Продолжение табл. 11.11

продолжение табл. 11.11

D_y	D_1^*	D_2	D_3		D_4 , мм	a , мм	b , мм	l , мм	n , мм
			до диа-фрагмы	после диа-фрагмы					

P_y принимается по расчету

50	68	82 ^{+0,23}	100 ^{+0,23}	100 ^{-0,23}	107	3	4,8	1,5	3
60	78	92 ^{+0,23}	110 ^{+0,23}	110 ^{-0,23}	117	3	4,0	1,5	3
70	88	104 ^{+0,23}	120 ^{+0,23}	120 ^{-0,23}	127	3	4,0	1,5	3
80	100	116 ^{+0,23}	132 ^{+0,26}	132 ^{-0,26}	142	3	4,5	1,5	3
100	122	138 ^{+0,26}	150 ^{+0,26}	150 ^{-0,26}	158	3	5	1,5	3
125	150	167 ^{+0,26}	184 ^{+0,3}	184 ^{-0,3}	192	3,5	6	1,5	6
150	177	193 ^{+0,3}	209 ^{+0,3}	209 ^{-0,3}	217	3,5	5	2	6

 $P_y = 2,5$ и 4 МПа (25 и 40 кгс/см²)

175	204	222 ^{+0,3}	237 ^{+0,3}	237 ^{-0,3}	247	3,5	8,5	2	6
200	229	247 ^{+0,3}	272 ^{+0,34}	272 ^{-0,34}	286	3,5	7	2	6
225	251	269 ^{+0,34}	298 ^{+0,34}	298 ^{-0,34}	302	3,5	7	2	6
250	282	300 ^{+0,34}	330 ^{+0,34}	330 ^{-0,34}	341	3,5	7,5	2	6
300	332	350 ^{+0,38}	380 ^{+0,38}	380 ^{-0,38}	390	4	7,2	2	6
350	385	406 ^{+0,38}	440 ^{+0,38}	440 ^{-0,38}	450	4	9	2	6
400	438	456 ^{+0,38}	490 ^{+0,38}	490 ^{-0,38}	500	4	10	2	6

* Значение D принимается по расчету

Дифманометры двухтрубные типа ДТ-50 применяются для измерения расхода неагрессивных жидкостей, паров и газов путем определения перепада давления на измерительной диафрагме. Предел измерения: перепад до 700 мм рт. ст. при статическом давлении 5 МПа (50 кгс/см²). Общий вид дифманометра приведен на рис. 11.14. Прибор переносный, широко используется при режимно-наладочных испытаниях, состоит из двух колодок: верхней 6 и нижней 1, сообщающихся между собой двумя стеклянными трубками 14. Колодки укреплены на доске 13 болтами. Стеклянные трубки вверху вставляются в штуцеры 4, которые ввинчены в ртутеуловители 12, а внизу — в штуцеры 15. В верхней колодке имеется канал, которым и сообщаются между собой стеклянные трубки. Канал перекрывается при работе уравнительным вентилем 11. В нижней колодке стеклянные трубки также сообщаются каналом, выход из которого перекрывается спускным вентилем 16. При открытом вентиле 16 трубки через ниппель 17 сообщаются с атмосферой.

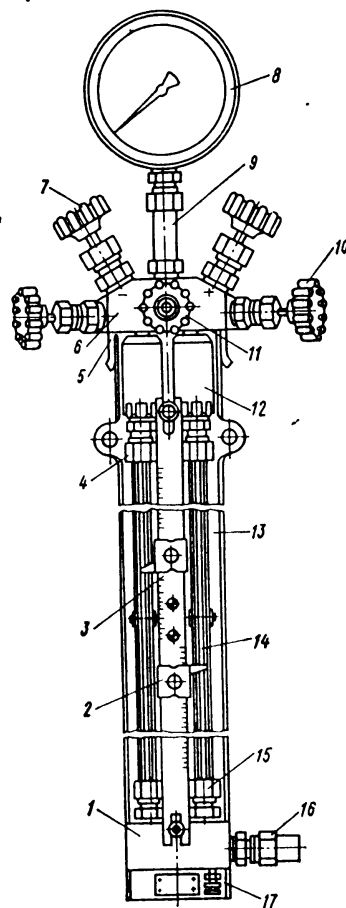


Рис. 11.14. Дифманометр двухтрубный типа ДТ-50

после дроссельного, т. е. где давление меньше. Левая сторона прибора называется минусовой.

Продувочные вентили 10 сообщают полости прибора через специальные отводные трубки с атмосферой.

Колонка 9 сообщается с плюсовой стороной прибора и служит для установки манометра 8. Между трубками имеется металлическая шкала с делениями (710 мм).

При установке прибора следует соблюдать следующие требования.

1. Прибор должен устанавливаться в месте, где температура не выше 40 и не ниже 0 °С.

2. Установка прибора осуществляется строго вертикально. При перекосах прибор не дает правильных показаний.

3. Подключение прибора к трубопроводу производится красномедными трубками 8 × 6 мм.

4. Трубки должны быть плотными; неплотность вызывает погрешность показаний прибора.

5. Измерение расхода пара следует производить после того, как в трубках сконденсируется пар. Подсоединение прибора к дроссельному органу следует производить через конденсационные сосуды, которые должны быть расположены выше дифманометра. Установка дифманометра рекомендуется производить ниже сужающего устройства.

6. При измерении расхода газа и воздуха прибор располагается выше дроссельного органа с тем, чтобы избежать попадания в прибор конденсата, выпадающего при охлаждении газа; при измерении расхода воды — ниже места отбора, чтобы исключить возможность попадания в прибор воздуха из трубопровода.

Подготовка прибора к зарядке. Перед заполнением прибора ртутью его необходимо продуть или промыть. Промывка производится следующим образом: ниппель 17 соединяется с водяной магистралью резиновым шлангом, после чего вентиль 16 открывается. Открывают поочередно все вентили (кроме уравнительного) и пробку, которой заглушена колонка манометра, убеждаются, что вода проходит через все каналы. Вместо промывки можно производить продувку прибора сжатым воздухом в такой же последовательности.

Заливка прибора ртутью. Перед заливкой ртутью прибор должен быть заполнен водой. Для этого к ниппелю присоединяется резиновый шланг, на другом конце которого вставляется воронка. Пробку на колонке манометра, спускной и продувочные вентили необходимо открыть. Воронку поднимают выше прибора и заливают водой до тех пор, пока из отводных трубок пойдет вода, продувочные вентили закрывают. Когда начнет выливаться вода из колонки манометра, закрывают спускной вентиль и вворачивают манометр. Опять открывают продувочные вентили и в воронку заливают ртуть. Заливка производится до тех пор, пока ртуть в трубках установится около нуля по шкале. Закрывают спускной и продувочные вентили и отсоединяют резиновую трубку. Для удаления пузырьков воздуха прибор встряхивают.

Включение прибора. Перед включением устанавливается на шкале нуль. Для этого открывается уравнительный вентиль, ослабляются винты и выравнивается шкала так, чтобы уровень ртути совпадал с нулевым положением шкалы.

Включение производится следующим образом. Открывается уравнительный вентиль и медленно открывается один из рабочих вентилях. При этом манометр покажет соответствующее давление. Медленно открывается второй рабочий вентиль и постепенно закрывается уравнительный вентиль. При закрывании уравнительного вентиля необходимо следить за уровнем ртути с тем, чтобы приостановить включение, если ртуть будет выходить за пределы шкалы, т. е. выше 700 мм рт. ст.

В случае включения прибора с применением конденсационных сосудов при измерении расхода пара из сосудов уходит конденсат. Для того чтобы конденсат не уходил, прибор включается без открытия уравнительного вентиля. Второй рабочий вентиль при этом надо открывать очень осторожно и наблюдать за уровнем ртути.

Продувка импульсных трубок производится поочередно. При продувке левой импульсной трубки закрывается правый рабочий вентиль, открывается уравнительный, а затем — левый продувочный вентиль. После продувки левой нитки закрываются левый продувочный и левый

рабочий вентили, открывается правый рабочий и правый продувочный вентили, продувается трубка. После продувки импульсных линий включение прибора производится в обычном порядке.

Проведение измерений Рабочие вентили при работе прибора должны быть полностью открыты, остальные — закрыты. Отсчет показаний производится путем сложения разностей уровней в обеих трубках. Рекомендуется периодически проверять нуль шкалы, для чего закрываются рабочие вентили и открывается уравнивательный. После прекращения работы необходимо спустить ртуть, прибор промыть и тщательно продуть.

Мероприятия при выбрасывании ртути из стеклянных трубок. При возникновении чрезмерной разности давлений между плюсовой и минусовой сторонами прибора в ртутеуловитель может попасть ртуть. В этом случае необходимо перекрыть рабочие вентили, установить причину выброса ртути и устранить ее. После устранения причины выброса прибор можно снова включать, так как ртуть из ртутеуловителя в трубки возвращается самотеком. При этом для удаления частиц жидкости прибор необходимо встряхивать. При установке прибора должны выдерживаться правила инструкции Госсанинспекции по содержанию и мерам личной профилактики при работе с металлической ртутью.

Устранение неисправностей и мелкий ремонт в условиях эксплуатации 1. Для устранения течей вследствие высыхания уплотнений при хранении необходимо производить подтяжку сальников накидными гайками.

Если накидная гайка затянута до отказа, а течь не прекращается, то необходимо добавить сальниковую набивку. Для этого отворачивают гайку на маховичке, снимают шайбу и маховичок, отворачивают накидную гайку и снимают грундбуксу. Новая порция набивки (шнура) оборачивается вокруг шпинделя и трубкой или грундбуксой загоняется в расточку штуцера. Сборка вентилей производится в очередности, обратной разборке.

Сальниковая набивка готовится следующим образом: 50 г стеарина сплавляется со 150 г технического вазелина. Полученной тепловой массой пропитывается 200 г асбестового шнура (диаметр 3 мм). Затем добавляется 3—4 г графита и втирается в шнур.

2. Замену стеклянных трубок следует производить следующим образом: отвернуть винты крепления шкалы, сдвинуть вниз и осторожно снять шкалу с визирами. Ослабить боковые винты на стойках, полностью отвинтить накидные гайки на штуцерах 6 и 8, отвернуть болты крепления нижней колодки и осторожно снять нижнюю колодку, после чего удалить поломанную стеклянную трубку. Новая трубка вставляется в защитный кожух. На ее концы надеваются последовательно накидные гайки, грундбуksы и резиновые кольца. Затем трубка вставляется до упора в штуцер верхней колодки. Дальнейшая сборка производится в порядке, обратном разборке.

3. Чистку стеклянных трубок следует производить следующим образом: разобрать прибор, снять трубки и прочистить их, протягивая через них капроновой ниткой матерчатый или ватный тампон. Разборка и сборка прибора для чистки производится в описанном выше порядке.

4. После чистки и замены лопнувших стеклянных трубок прибор должен быть залит водой и проверен на плотность пробным давлением 7,5 МПа (75 кгс/см²) в течение 15 мин.

Дифманометры мембранные типа ДМ являются первичными приборами и работают в комплекте со вторичными приборами. Они предназначены для преобразования разности давлений, созданной сужаю-

щими устройствами, в электрический сигнал, передаваемый на вторичный показывающий или регистрирующий прибор.

Бескабельные дифманометры типа ДМ можно использовать для измерения давления и разрежения. Приборы работают при температуре воздуха от 5 до 50 °С и относительной влажности до 80 %.

На рис. 11.15 показана конструкция мембранного дифманометра типа ДМ-3566. Чувствительным элементом прибора являются коробки 1 и 3, состоящие каждая из двух мембран, сваренных по окружности. Внутренние полости верхней и нижней мембранных коробок соединены между собой каналом 11 и заполнены дистиллированной водой. Коробки разделены перегородкой 2 так, что образуют две камеры — нижнюю (плюсовую) и верхнюю (минусовую). Давление подводится через импульсные трубки 4 и 10, на которых установлены два запорных вентилей 6 и 7 и один уравнивательный 8.

Сердечник 9 дифференциального трансформатора 5 прикреплен к центру верхней мембранной коробки. При включении дифманометра под воздействием плюсового давления нижняя коробка сжимается и вода перетекает в верхнюю. Верхняя коробка расши-

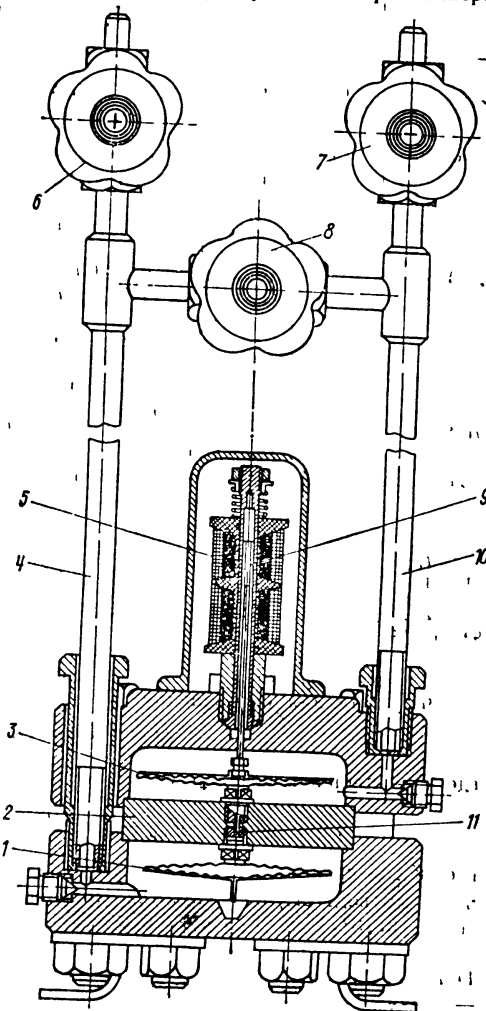


Рис. 11.15. Дифманометр мембранный типа ДМ

ряется и подымает сердечник дифференциального трансформатора, который выдает электрический сигнал.

В табл. 11.12 приведены характеристики мембранных дифманометров с электрическим индукционным датчиком.

Дифманометры поставляются на основании опросного листа. Расчет диафрагм производит завод — изготовитель дифманометров. В комплект поставки входят кроме дифманометра ДМ сужающее устройство и вторичный прибор.

11.12. Характеристика бесшкальных дифманометров типа ДМ московского завода «Манометр»

Тип	Класс точности	Предельный номинальный перепад давления	P_y , МПа (кгс/см²)
ДМ 3564 ДМ 3573	1,0 1,5	16; 25; 40; 63; 100; 160 и 250 МПа (160; 250; 400; 630; 1000; 1600 и 2500 кгс/см²)	До 6,3 (63)
ДМ 3566 ДМ 3574	1,0	16; 25; 40; 63; 100; 160 и 250 МПа (160; 250; 400; 630; 1000; 1600 и 2500 кгс/см²)	До 25 МПа (250 кгс/см²)
ДМ 3575	1,5	0,04; 0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4 и 0,63 МПа 16; 25; 40; 63; 100; 160 и 250 МПа (160; 250; 400; 630; 1000; 1600 и 2500 кгс/см²)	До 25 МПа (250 кгс/см²)
ДМ 3577, ДМ 3582 и ДМ 3583	1,5	0,04; 0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4 и 0,63 МПа (0,4; 0,63; 1; 1,6; 2,5; 4 и 6,3 кгс/см²)	До 63 МПа (630 кгс/см²)

Примечания: Для ДМ 3564; ДМ 3566; ДМ 3573 и ДМ 3577 тип вторичного прибора ДС-ДСР; ДП-ДПР; ДСМ-ДСМР; ЭВИ-2 и ВМД, а для остальных — КСД-1; КСД-3; КВД-1; КПД-1.
2. Дифманометр ДМ 3537 изготавливается Ивано-Франковским заводом «Геофизприбор».

Измерение расхода воздуха и газов
Формула для определения расхода, м³/ч,

$$Q = F W_{cp} 3600,$$

где F — площадь сечения воздухопровода, м²;

$$W_{cp} = \sqrt{2gH_d/\rho},$$

где W_{cp} — средняя скорость по сечению, м/с; H_d — динамический напор в мм вод. ст., определяется прибором; ρ — плотность измеряемой среды, кг/м³.

11.13. Габаритные размеры пневмометрических двухтрубных трубок, мм

L	D	r_1	r_2	H	h	a	b	u	d
500	6	20	13	120	40	48	6	7	1,5
750	6	20	13	120	40	48	6	7	1,5
1000	6	20	13	120	40	48	6	7	1,5
1500	8	28	17	160	53	64	8	9,5	2

Определение динамического напора производится пневмометрическими (напорными) трубками. Для практических расчетов определения скорости пользуются формулой

$$W_{cp} = 4,43 K_{тр} \sqrt{H_d/\rho},$$

где $K_{тр}$ — коэффициент конструкции трубок (для Г-образных трубок принимается 0,98).

Наиболее распространенной и надежной является трубка Прандтля, показанная на рис. 11.16.

На рис. 11.17 показана двухтрубная пневмометрическая трубка, а ее размеры приведены в табл. 11.13.

Трубка изготавливается из двух спаянных трубок. Боль-

Рис. 11.16. Пневмометрическая трубка Прандтля:

1 — тройник; 2 — трубка прямая минусовая D_y-4 ; 3 — трубка изогнутая плюсовая D_y-4 ; 4 — трубке $\varnothing 16 \times 2$; 5 — колпачок $\varnothing 15$; 6 — трубка $\varnothing 15$ с полусферическим концом; 7 — отверстия $\varnothing 1,5$ (10 шт. по окружности)

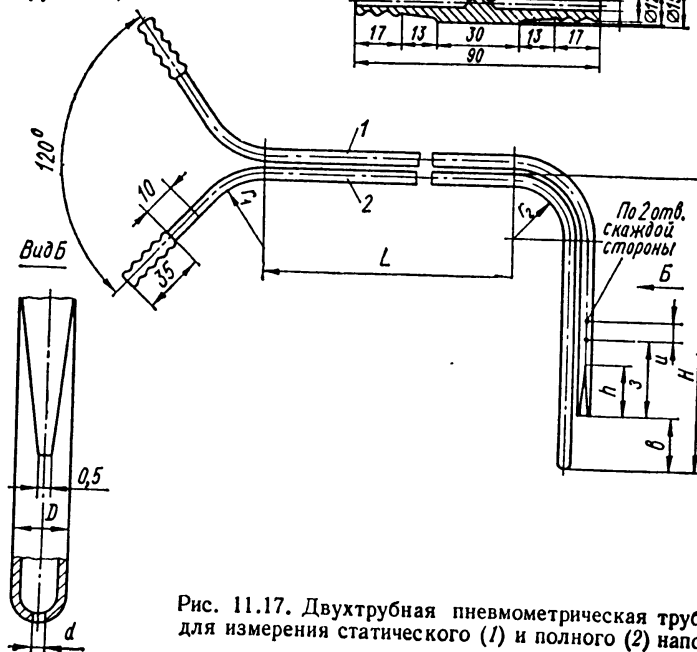
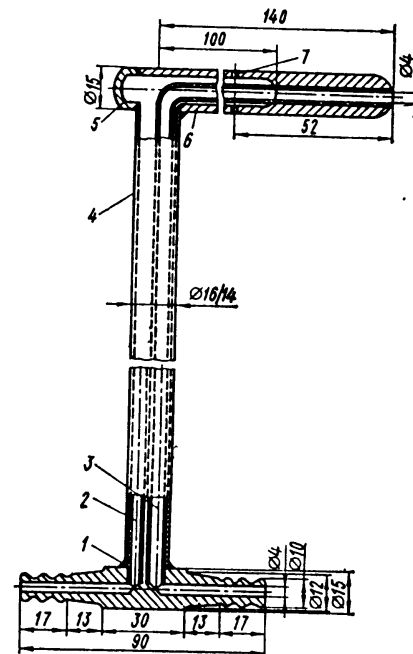


Рис. 11.17. Двухтрубная пневмометрическая трубка для измерения статического (1) и полного (2) напора

шая трубка имеет полушаровую головку с отверстием посередине и служит для измерения полного напора, меньшая имеет глухой конец, сплюснутый с двух сторон. На некотором расстоянии от сплюснутости имеются 4 отверстия (по 2 с каждой стороны), диаметром от 0,5 до 0,8 мм.

Установка трубок в коробах показана на рис. 11.18.

С целью определения среднего сечения воздухопровода разбивается на равновеликие площадки, по которым и производится снятие замеров. Чем больше таких измерений, тем точнее будет определен средний динамический напор.

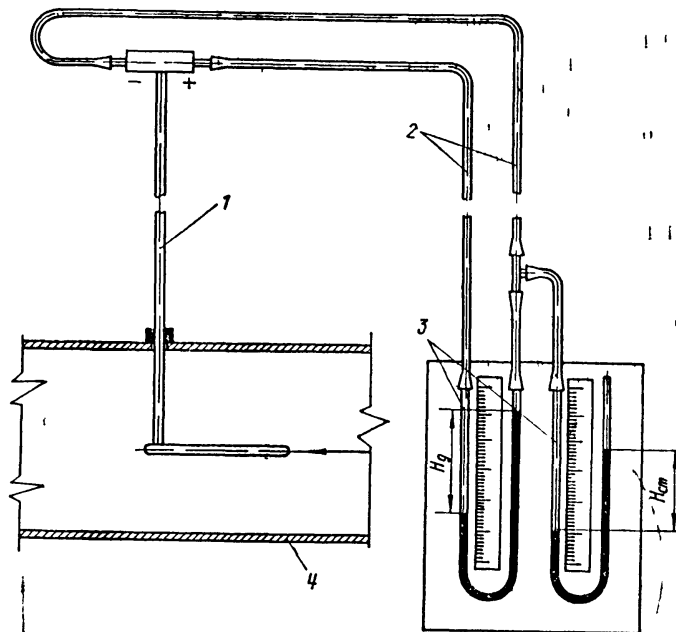


Рис. 11.18. Схема установки пневмометрической трубки в коробе.

1 — пневмометрическая трубка, 2 — резиновые шланги, 3 — U-образные манометры, 4 — воздухопровод.

Прямые участки от колен или шиберов воздухопроводов (труб) до трубок должны быть не менее 3—4 Д и число замеров в одной плоскости не менее 3—4 Д. Трубки при измерении должны устанавливаться так, чтобы наконечник был направлен против потока, без смещений в стороны. Максимальное отклонение оси наконечника трубки допускается не более 17°.

Вторичными приборами к напорным трубкам являются U-образные жидкостные манометры или микроманометры. Соединение вторичного прибора с трубкой осуществляется резиновым шлангом (Ø 8—10 мм).

При соединении U-образного манометра с плюсовым концом трубки измеряется полный напор, с минусовым концом — статический напор, с обоими концами — динамический напор, при включении двух

вторичных приборов измеряются одновременно динамический и статический напоры.

При определении средней скорости по формуле (11.16) необходимо правильно учитывать плотность измеряемой среды, кг/м³, которая пересчитывается по следующей формуле:

$$\gamma_{\text{действ}} = \rho_0 \frac{273}{273 + t_{\text{ср}}} \frac{B \pm \frac{P_{\text{ст}}}{13,6}}{760}, \quad (11.18)$$

где ρ_0 — средняя плотность газа (воздуха) при нормальных условиях; для воздуха $\rho_0 = 1,29$ кг/м³, для дымовых газов ρ_0 приведены в табл. 11.14, B — барометрическое давление, $t_{\text{ср}}$ — температура измеряемой среды, °С.

11.14 Плотность ρ_0 дымовых газов некоторых топлив в зависимости от избытка воздуха при нормальных условиях (0 °С и барометрическом давлении 760 мм рт. ст.)

Коэффициент избытка воздуха α	Плотность дымовых газов, кг/м³						
	Мазут	Природный газ	Антрацит, АШ	Тощий уголь, Т	Бурая уголь типа «челябинский»	Торф кусковой	Торф фрезерный
1,25	1,29	1,225	1,350	1,335	1,31	1,25	1,225
1,5	1,285	1,23	1,340	1,325	1,305	1,251	1,24
2,0	1,28	1,245	1,325	1,32	1,3	1,252	1,25
2,5	1,28	1,252	1,320	1,31	1,28	1,252	1,251

Плотность воздуха, кг/м³, можно определить по формуле

$$\rho = 353/T, \quad (11.19)$$

где T — абсолютная температура.

Напор воздуха обычно определяют при плотности 1,2 кг/м³, барометрическом давлении 745 мм рт. ст., температуре 18—20 °С, влажности 30—70 %.

В табл. 11.15 приведены значения скорости воздуха в зависимости от динамического напора при $\rho = 1,22$ кг/м³.

11.4. АНАЛИЗ СОСТАВА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

Проведение режимно-наладочных испытаний котлов производится с определением состава газа. Для определения процентного содержания RO_2 , O_2 и CO применяются газоанализаторы ГХП-3М. Полное поглощение CO существующими реактивами в приборе не обеспечивается, поэтому в практике газоанализатором определяют RO_2 и $\text{RO}_2 + \text{O}_2$, а CO — хроматографами и индикаторными трубками.

Для поглощения RO_2 применяются реактивы едкого калия (KOH) или едкого натрия (NaOH), а для O_2 — щелочной раствор пирогаллола $\text{C}_6\text{H}_3(\text{OH})_3$. Вместимость измерительной бюретки 100 мл. Верхняя расширенная часть ее (50 мл) имеет деления через 10 мм и цену деления 1 мм, нижняя удлиненная цилиндрическая (50 мл) — деления через 5 мм и цену деления 0,2 мм.

11.15. Скорость воздуха в зависимости от динамического напора

Скорость воздуха, м/с	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	1,53	1,59	1,65	1,72	1,78	1,85	1,92	1,99	2,06	2,13
6	2,20	2,27	2,35	2,43	2,51	2,59	2,66	2,75	2,83	2,91
7	3,00	3,08	3,17	3,26	3,35	3,44	3,53	3,63	3,72	3,82
8	3,92	4,02	4,11	4,22	4,32	4,42	4,53	4,63	4,74	4,85
9	4,96	5,07	5,18	5,29	5,40	5,52	5,64	5,76	5,88	6,00
10	6,12	6,24	6,37	6,49	6,62	6,74	6,87	7,00	7,14	7,27
11	7,40	7,54	7,67	7,82	7,94	8,09	8,24	8,38	8,52	8,66
12	8,81	8,96	9,10	9,26	9,41	9,56	9,72	9,87	10,00	10,18
13	10,34	10,50	10,66	10,82	11,00	11,15	11,31	11,48	11,65	11,82
14	12,00	12,17	12,34	12,51	12,68	12,87	13,05	13,23	13,41	13,58
15	13,77	13,90	14,14	14,33	14,52	14,70	14,90	15,08	15,27	15,47
16	15,67	15,87	16,07	16,26	16,45	16,65	16,86	17,06	17,28	17,46
17	17,69	17,90	18,11	18,32	18,52	18,75	18,95	19,17	19,38	19,60
18	19,83	20,03	20,29	20,50	20,71	20,93	21,17	21,40	21,62	21,86
19	22,09	22,31	22,56	22,80	23,03	23,27	23,51	23,76	24,00	24,24
20	24,48	24,72	25,98	25,22	25,48	25,72	25,98	26,22	26,48	26,72
21	26,98	27,26	27,50	27,76	28,03	28,30	28,58	28,80	29,08	29,36
22	29,62	29,90	30,16	30,43	30,70	31,00	31,25	31,52	31,80	32,10
23	32,38	32,64	32,94	33,22	33,50	33,80	34,10	34,36	34,68	34,98
24	35,28	35,56	35,84	36,10	36,44	36,75	37,02	37,35	37,65	37,95
25	38,25	38,55	38,85	39,20	39,50	39,80	40,10	40,40	40,70	41,05
26	41,40	41,70	42,00	42,30	42,70	43,00	43,30	43,60	44,00	44,30
27	44,60	44,90	45,30	45,60	46,00	46,30	46,60	46,90	47,30	47,60
28	48,00	48,30	48,70	49,00	49,40	49,70	50,10	50,40	50,70	51,10

Для удобства пользования шкала бюретки двойная: на правой стороне сверху — нуль шкалы, внизу — 100 мл, на левой внизу — нуль шкалы, сверху — 100 мл. Такое обозначение шкалы позволяет отсчитывать по правой ее стороне объем забранной пробы в миллилитрах, а по левой — объем поглощенных газов в миллилитрах или в процентах (если отобрано первоначально 100 см³ анализируемой смеси).

Для приготовления раствора КОН растворяют 80 г химически чистого КОН в 200 г дистиллированной воды в фарфоровой посуде при непрерывном перемешивании. Хранят раствор в стеклянной плотно закрытой резиновой пробкой колбе. Поглотительная способность 1 см³ раствора КОН равна 95 см³ СО₂.

Щелочный раствор C₆H₅(ОН)₃ готовят следующим образом. Растворяют 35 г пирогаллола в 60 мл дистиллированной воды. Полученный раствор смешивают с 120 мл 50 %-ного водного раствора КОН. Время растворения 10—15 мин, температура саморазогревания — до 90 °С. Раствор охлаждают до комнатной температуры, после чего варяжают газоанализатор. Пирогаллол должен храниться в сухом помещении при температуре не выше 40 °С в стеклянных банках, защищенных темной бумагой от действия солнечного света. Раствор следует защищать от соприкосновения с воздухом.

Газоанализатор ГХП-3М (рис. 11.19). Приготовленный раствор КОН заливают в сосуд 8, а раствор пирогаллола — в сосуд 9. Для заполнения используют воронку, устанавливаемую в отверстие резиновых крышек сосудов. Первоначально заполнение сосудов производится примерно на 0,75 их вместимости. В уравнильный сосуд 1 заливается на 0,8 вместимости дистиллированная вода, подкрашенная метилоранжем в розовый цвет. Далее перекрываются трехходовые краны сосудов. После этого поочередно производится подтягивание жидкости в сосудах до меток, нанесенных рисками под трехходовыми кранами: опуская уравнильный сосуд вниз, подтягивают уровень в сосуде 8, (а потом и в сосуде 9) и трехходовым краном перекрывают сосуд.

Для предупреждения вытеснения жидкости из сосудов перед открытием трехходовых кранов уравнильный сосуд всегда ставится правой рукой так, чтобы уровень в нем и в бюретке был на средней линии по отношению к высоте сосуда 8.

В U-образную трубку (фильтр) для очистки газа от примесей наливают столько воды, чтобы колено ее было полностью перекрыто. Свободный конец фильтра через штуцер отбора 2 соединяют резиновым шлангом Ø 6—8 мм с точ-

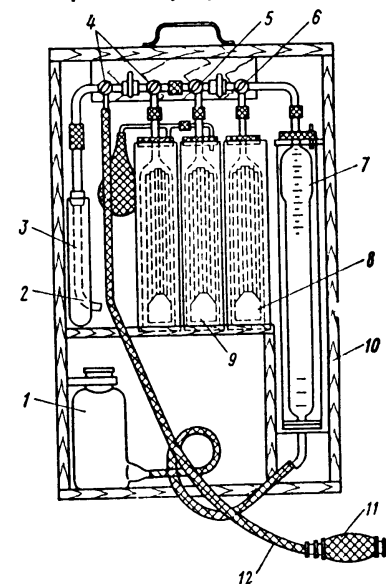


Рис. 11.19. Газоанализатор ГХП-3М:

1 — уравнильный сосуд; 2 — штуцер забора газа; 3 — газовый фильтр; 4 — общий трехходовой кран; 5 — трехходовой кран к сосуду 9; 6 — трехходовой кран к сосуду 8; 7 — бюретка на 100 мл; 8 — сосуд с раствором КОН; 9 — сосуд с раствором пирогаллола; 10 — ящик; 11 — груша резиновая; 12 — шланг

кой забора газа. Груша 11 может служить только для забора газа подсасыванием при небольших расстояниях до заборной точки. При проведении режимно-наладочных испытаний грушу обычно отсоединяют, а отборную трубку 12 соединяют с точкой, где разрежение больше, чем в точке, из которой производится отбор газа.

Лучше отсасываются газы водоструйным насосом типа КМ-123-0. При этом насос (эжектор) надевается на кран (или штуцер) водопроводной линии давлением 2 ати. Линия отбора 12 соединяется эжектором. Слив воды происходит через корпус насоса в канализационную сеть. Для установки эжектора можно использовать узел отбора проб пара от паровых котлов. Перед анализом проверяется газоанализатор на плотность, для чего краном 4 перекрывается гребенка. Сосуд 1 опускается как можно ниже, при этом уровень жидкости в сосудах должен быть неизменным.

Перед забором газа в бюретку эжектором или другим устройством его прокачивают мимо газоанализатора 5—6 мин. Затем краном 4 перекрывается линия 12 и производится впуск газа в бюретку. При опускании сосуда 1 газ засасывается. Для выталкивания открывается кран 4 в линию 12 и подымается сосуд 1. Это повторяют 5—6 раз.

При окончательном заборе газа в бюретку для анализа сосуд 1 опускается вниз так, чтобы уровень жидкости в бюретке установился на нижней отметке «0», т. е. чтобы в нем было 100 мл газа. Газоанализатор (гребенка) быстро перекрывается краном 4.

Затем приступают к определению RO_2 . Кран 6 ставится так, чтобы газ мог поступать только в сосуд 8. Уравнительный сосуд 1 подымается вверх. Весь газ переходит в сосуд с КОН. При опускании сосуда 1 он вновь поступает в бюретку. Такое манипулирование производится 5—6 раз, после чего медленно подтягивают жидкость в сосуде 8 до верхней черты и перекрывают трехходовой кран 6. К бюретке приставляют сосуд 1 так, чтобы уровни в них совпали, производят отсчет показаний. Это и будет содержание RO_2 в процентах. Затем этот газ переводят в сосуд 9 и в такой же последовательности определяют общее количество $RO_2 + O_2$. Содержание кислорода определится как разность $(RO_2 + O_2) - RO_2$.

Индикаторные трубки (газоопредетель ГХ-4СО-0,2) применяются для определения СО. Представляют собой стеклянные трубки $\varnothing$ 6 мм и длиной 130 мм, наполненные специальным реактивом. Изготавливаются Донецким заводом горноспасательной аппаратуры.

Порядок пользования:

набрать 100 мл газа в бюретку ГХП-3М;

отломить оба конца трубки;

вставить трубку в разъем резинового шланга и прокачать через нее газ из бюретки; если в газах содержится СО, то окрасится в синий цвет некоторая часть трубки;

на коробке имеется градуировочная таблица содержания СО, %; на трубке также нанесена шкала, соответствующая длине таблицы инструкции;

вынуть трубку и совместить градуировочную часть трубки со шкалой инструкции: окрашенная часть трубки укажет на содержание СО, %.

Газоанализатор кислорода МН 5106ч служит для определения свободного кислорода в дымовых газах котлов. Газоанализатор состоит из первичного прибора, представляющего собой щит, на котором смонтированы узел подготовки пробы газа, приемник и стабилизатор напряжения и вторичного показывающего или регистрирующего прибора.

Принцип действия прибора основан на первичном преобразовании объемной концентрации кислорода в пробе газа в электрический сигнал. В электрической схеме используются два моста рабочих (газовый) и сравнительный (атмосферного воздуха). Отбор пробы газа осуществляется специальным эжектором, через который проходит конденсат давлением 3 кгс/см². Перед эжектором и в газоотборной трубке установлены фильтры, очищающие газ от примесей. Очищенный газ проходит в холодильник, где температура его снижается до $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$, и далее поступает в приемник, состоящий из электрических мостов, куда входит также и воздух. Определение кислорода производится по разбалансу моста.

При проведении режимно-наладочных работ первоначально газоанализатором ГХП определяют правильность показаний кислородомера. Затем настраивают режим так, чтобы на индикаторной трубке ГХ-4СО-0,2 появились следы химического недожога (0,001—0,003), и отмечают количество O_2 . Далее определяют $\alpha_{\text{опт}}$. Практика показала, что при проведении режимно-наладочных работ таким способом на котлах, работающих на газообразном топливе, количество O_2 на всех нагрузках (100, 80 и 60 %) составляет 3,1 %.

Приложение 1

Расчетные характеристики топок для сжигания газа и мазута для котлов производительностью выше 75 т/ч при $\alpha_T = 1,1$

Топливо	Теплонапряжение топочного объема, кВт/м ² [10 ³ ккал/(м ² · ч)]	Потеря теплоты от химического недожога q_4 , %
Мазут	290 (250)	0,5
Газ:		
природный, попутный или коксовый	350—466 (300—400)	0,5
доменный	232 (200)	1,5

Примечания: 1. Для котлов $D < 75$ т/ч теплонапряжение топки может быть увеличено в 2—3 раз при том же значении q_4 . При этом должны быть приняты меры для обеспечения надежной работы экранов и пароперегревателя.

2. Для котлов $D = 120 \dots 420$ т/ч теплонапряжение топки может быть увеличено до 350 кВт/м² [$300 \cdot 10^3$ ккал/(м² · ч)].

3. В котлах с газоплотными цельносварными экранами при сжигании газа принимается $\alpha_T = 1,05$.

Приложение 2
Расчетные характеристики топок с жидким шлакоудалением для котлов производительностью выше 75 т/ч

Характеристика	Топки открытые				Топки полуоткрытые с пережимом			
	Топливо АШ и ПА	Тощие угли	Каменные угли	Бурые угли	Топливо АШ и ПА	Тощие угли	Каменные угли	Бурые угли
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки α_T	1,2—1,25	1,2—1,25	1,2	1,2	1,2—1,25	1,2—1,25	1,2	1,2
Допустимое напряжение топочного объема по условиям горения, кВт/м ³ [10 ³ · ккал/(м ³ · ч)]	145 (125)	186 (160)	186 (160)	209 (180)	168 (145)	197 (170)	197 (170)	232 (200)
Допустимое напряжение объема камеры горения, кВт/м ³ [10 ³ · ккал/(м ³ · ч)]	581—698 (500—600)	581—698 (500—600)	756—872 (650—750)	756—872 (650—750)	581—698 (500—600)	581—698 (500—600)	756—878 (650—750)	698—930 (600—800)
Потери теплоты от химического недожога q_3 , %	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери теплоты от механического недожога q_4 , %	3—4	1,5	0,5	0,5	3—4	1,0	0,5	0,5
Доля золы, уносимой газами, $a_{ун}$	0,85	0,8	0,8	0,7—0,8	0,85	0,8	0,7—0,8	0,6—0,7

П р и м е ч а н и я: 1. Больше значение коэффициента избытка воздуха относится к системам при транспортировке пыли в топку горячим воздухом.

2. При разномкнутых схемах пелериготовлення α_T уменьшается до 1,15, а потери q_4 — на 1 % (при сжигании АШ и ПА).

3. Меньшие значения q_4 даны для полуантрацитов

4. При сжигании смеси пыли с газом потери от механического недожога принимаются в соответствии с примечанием к прил. 3.

Приложение 3

Расчетные характеристики камерных топок с твердым шлакоудалением для котлов производительностью 25; 35; 50; 75 т/ч и выше при сжигании пылевидного топлива

Топливо	Коэффициент избытка воз- духа α_v	Теплонапряжение топки, кВт/м ² [10 ³ · ккал/(м ² · ч)], для котлов паропроизводительностью, т/ч					Потери теплоты от механического недожога топлива, % котлов паро- производительностью, т/ч				Потери тепло- ты от химиче- ского недожо- га % котлов па- ропроизводи- тельности, т/ч				Доля зола, уно- симой га- зами, $a_{ув}$
		25		35	50	>75	25	35	50	>75	25—35	35—50	>75		
		256	209	180	186	174	5	3	2÷3	2÷3	0,5	0	0,95		
Каменные угли	1,2	256 (220)	209 (180)	186 (160)	174 (150)	5	3	2÷3	2÷3	0,5	0	0,95			
Бурые угли	1,2	290 (250)	244 (210)	209 (180)	186 (160)	3	1,5÷2	1÷2	0,5÷1	0,5	0	0,95			
Фрезерный торф	1,2	256 (220)	209 (180)	186 (160)	163 (140)	3	1,5÷2	1÷2	0,5÷1	0,5	0	0,95			
Антрацитовый штыб и полуантрациты	1,25*	—	—	—	139 (120)	—	—	—	4—6**	—	0	0,95			
Тощие угли	1,25*	—	—	—	163 (140)	—	—	—	2	—	0	0,95			
Отходы углеобогащения	1,2	—	—	—	116 (100)	—	—	—	0,5÷1	—	0	0,95			
Сланцы	1,2	—	—	—	116 (110)	—	—	—	0,5÷1	—	0	0,95			

* Большая величина принимается при транспортировке пыли в топку горячим воздухом.

** Меньшие значения даны для полуантрацитов

П р и м е ч а н и я: 1. Потери от механической неполноты сгорания действительны при снижении производительности до 70 % при снижении до 50 % q_4 увеличивается в 1,5 раза (кроме торфа и сланца)

2. При сжигании выжженных торфов в топках с эжекционными амбразурами или с амбразурами с горизонтальными решетками $\alpha_T = 1,25$ потери q_4 увеличиваются в 2 раза для каменных углей и в 1,5 раза — для бурых.

3. При сжигании пыли вместе с мазутом или газом α_T принимается, как для твердого топлива. При этом потери от механического недожога равны a_{q_4} , где $a = 1; 1,4; 1,6; 1,4; 1,1$ и $0,7$ при доле газа (или мазута), соответственно равной 0,1; 0,2; 0,3; 0,4 и 0,5

Термодинамические свойства воды и водяного пара на линии насыщения

Абсолютное давление, МПа (кгс/см²)	Температура насыщения t_n , °C	Энтальпия				Теплота испарения, г		Удельный объем	
		воды t'		пара t''		кДж/кг	ккал/кг	пара, м³/кг	воды, м³/(кг·10³)
		кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг				
0,1 (1,0)	99,1	415,3	99,2	2674,6	638,8	2259,0	539,6	1,72	1,04
0,11 (1,1)	101,8	426,6	-101,9	2678,8	639,8	2252,1	537,9	1,59	1,05
0,12 (1,2)	104,2	437,1	-104,4	2682,6	640,7	2245,5	536,3	1,45	1,05
0,13 (1,3)	106,6	446,7	-106,7	2686,4	641,6	2239,6	534,9	1,35	1,05
1,15 (1,5)	110,8	464,7	111,0	2692,6	643,1	2227,9	532,1	1,18	1,05
0,2 (2,0)	119,6	502,0	-119,9	2706,0	646,3	2204,0	526,4	1,11	1,06
0,3 (3,0)	132,9	558,5	133,4	2724,5	650,7	2166,0	517,3	0,617	1,07
0,4 (4,0)	142,9	601,6	143,7	2737,8	653,9	2136,2	510,2	0,471	1,03
0,5 (5,0)	151,1	636,8	152,1	2747,9	656,3	2111,0	504,2	0,382	1,09
0,6 (6,0)	158,1	666,9	159,3	2756,3	658,3	2088,9	498,9	0,321	1,10
0,7 (7,0)	164,2	639,7	165,7	2763,0	659,9	2069,2	494,2	0,279	1,11
0,8 (8,0)	169,6	717,6	171,4	2768,4	661,2	2050,8	489,8	0,245	1,11
0,9 (9,0)	174,5	739,0	176,5	2773,0	662,3	2034,0	485,8	0,219	1,12
1,0 (10,0)	179,0	759,1	181,3	2777,2	663,3	2018,5	482,1	0,198	1,13
1,1 (11,0)	183,2	777,5	185,7	2780,6	664,1	2003,0	478,8	0,181	1,13
1,2 (12,0)	187,1	794,7	189,8	2784,0	664,9	1989,2	475,1	0,166	1,14
1,3 (13,0)	190,7	810,6	193,6	2787,0	665,6	1976,2	472,0	0,154	1,14
1,4 (14,0)	194,1	826,0	197,3	2789,4	666,2	1963,3	468,9	0,143	1,15

Абсолютное давление, МПа (кгс/см²)	Температура насыщения t_n , °C	Энтальпия				Теплота испарения, г		Удельный объем	
		воды t'		пара t''		кДж/кг	ккал/кг	пара, м³/кг	воды, м³/(кг·10³)
		кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг				
1,5 (15,0)	197,4	840,3	200,7	2791,5	666,7	1950,7	465,9	0,134	1,15
1,6 (16,0)	200,4	854,1	204,0	2793,2	667,1	1939,0	463,1	0,126	1,16
1,7 (17,0)	203,4	867,5	207,2	2795,0	667,5	1927,3	460,3	0,119	1,16
1,8 (18,0)	206,1	880,1	210,2	2796,1	667,8	1916,0	457,6	0,112	1,17
1,9 (19,0)	208,8	895,6	213,1	2799,0	668,2	1905,5	455,1	0,107	1,17
2,0 (20,0)	211,4	904,0	215,9	2799,3	668,5	1895,0	452,6	0,102	1,18
2,2 (22,0)	216,2	926,2	221,2	2800,7	668,9	1874,5	447,7	0,092	1,18
2,4 (24,0)	220,2	947,0	226,2	2802,0	669,2	1854,8	443,0	0,085	1,19
2,6 (26,0)	225,0	966,7	230,9	2803,0	669,4	1835,9	438,5	0,078	1,20
2,8 (28,0)	229,0	985,6	235,4	2803,1	669,5	1805,0	434,1	0,073	1,20
3,0 (30,0)	232,8	1003,2	239,6	2801,9	669,2	1800,4	430,0	0,068	1,21
3,2 (32,0)	236,4	1020,3	243,7	2801,9	669,2	1766,5	425,9	0,064	1,22
3,4 (34,0)	239,8	1036,7	247,6	2801,9	669,1	1766,4	421,9	0,060	1,23
3,6 (36,0)	243,0	1052,2	251,3	2801,1	669,0	1750,5	418,1	0,057	1,24
3,8 (38,0)	246,2	1067,2	254,9	2801,9	669,2	1734,6	414,3	0,054	1,24
4,0 (40,0)	249,2	1082,0	258,4	2799,8	668,7	1719,1	410,6	0,051	1,25
4,2 (42,0)	252,1	1096,1	261,8	2799,0	668,5	1704,1	407,0	0,048	1,26
4,4 (44,0)	254,9	1109,5	265,0	2798,6	668,4	1689,4	403,5	0,046	1,26
4,6 (46,0)	257,6	1122,9	268,2	2796,5	667,9	1674,8	400,0	0,044	1,27

Продолжение прил. 4

Термодинамические свойства перегретого водяного пара

t, °C	i''		V'', м³/кг	i''		V'', м³/кг	i''		V'', м³/кг	i''	
	кДж/кг	ккал/кг		кДж/кг	ккал/кг		кДж/кг	ккал/кг		кДж/кг	ккал/кг
P = 0,6 МПа (6 кгс/см²)											
240	0,3943	2936,7	701,4	0,3559	2932,9	700,5	0,2927	2803,6	699,6	0,2591	2925,4
250	0,4018	2957,6	706,4	0,3432	2954,3	705,6	0,2991	2950,9	704,8	0,2649	2947,2
260	0,4101	2978,6	711,4	0,3504	2975,7	710,7	0,3055	2972,3	709,9	0,2706	2969,0
270	0,4184	2999,5	716,4	0,3575	2996,6	715,7	0,3119	2993,7	715,0	0,2763	2990,3
280	0,4267	3021,7	721,7	0,3647	3017,5	720,7	0,3182	3014,6	720,0	0,2820	3012,1
290	0,4349	3041,4	726,4	0,3718	3038,5	725,7	0,3244	3035,9	725,1	0,2876	3033,4
300	0,4431	3061,9	731,3	0,3788	3059,4	730,7	0,3307	3056,9	730,1	0,2932	3054,4
310	0,4512	3082,8	736,3	0,3859	3080,3	735,7	0,3369	3078,2	735,2	0,2987	3075,7
320	0,4594	3103,8	741,3	0,3929	3101,3	740,7	0,3430	3099,2	740,2	0,3043	3096,7
330	0,4675	3124,7	746,3	0,3999	3122,2	745,7	0,3492	3120,1	745,2	0,3098	3118,0
340	0,4756	3145,2	751,2	0,4069	3143,1	750,7	0,3553	3141,0	750,2	0,3153	3138,9
350	0,4837	3166,2	756,2	0,4138	3164,1	755,7	0,3615	3162,0	755,2	0,3207	3160,3
360	0,4918	3186,7	761,1	0,4208	3185,0	760,7	0,3676	3182,9	760,2	0,3262	3181,2
370	0,4998	3207,6	766,1	0,4277	3205,9	765,7	0,3737	3204,3	765,3	0,3316	3202,6
380	0,5078	3228,5	771,1	0,4347	3226,9	770,7	0,3798	3225,3	770,3	0,3371	3223,5
P = 1,0 МПа (10 кгс/см²)											
240	0,2322	2921,2	697,7	0,2102	2917,5	696,8	0,1918	2913,3	695,8	0,1763	2909,1
250	0,2375	2943,4	703,0	0,2151	2940,1	702,2	0,1964	2936,3	701,3	0,1805	2932,5
260	0,2427	2965,6	708,3	0,2199	2962,3	707,5	0,2008	2958,9	706,7	0,1847	2955,1
270	0,2479	2987,4	713,5	0,2246	2984,0	712,7	0,2052	2981,1	712,0	0,1888	2977,7
280	0,2530	3009,1	718,7	0,2293	3006,2	718,0	0,2096	3003,3	717,3	0,1929	2999,9
290	0,2581	3030,5	723,8	0,2340	3028,0	723,2	0,2139	3025,1	722,5	0,1969	3022,1
300	0,2632	3051,9	728,9	0,2386	3049,3	728,3	0,2182	3046,3	727,7	0,2009	3044,3
310	0,2682	3073,2	734,0	0,2432	3070,7	733,4	0,2224	3068,2	732,8	0,2048	3066,1
P = 1,3 МПа (13 кгс/см²)											
240	0,1763	2909,1	694,8	0,1918	2913,3	695,8	0,1918	2913,3	695,8	0,1763	2909,1
250	0,1805	2932,5	700,4	0,1964	2936,3	701,3	0,1964	2936,3	701,3	0,1805	2932,5
260	0,1847	2955,1	705,8	0,2008	2958,9	706,7	0,2008	2958,9	706,7	0,1847	2955,1
270	0,1888	2977,7	711,2	0,2052	2981,1	712,0	0,2052	2981,1	712,0	0,1888	2977,7
280	0,1929	2999,9	716,5	0,2096	3003,3	717,3	0,2096	3003,3	717,3	0,1929	2999,9
290	0,1969	3022,1	721,8	0,2139	3025,1	722,5	0,2139	3025,1	722,5	0,1969	3022,1
300	0,2009	3044,3	727,1	0,2182	3046,3	727,7	0,2182	3046,3	727,7	0,2009	3044,3
310	0,2048	3066,1	732,3	0,2224	3068,2	732,8	0,2224	3068,2	732,8	0,2048	3066,1
P = 2,1 МПа (21 кгс/см²)											
240	0,2088	3087,4	737,4	0,2267	3092,0	738,5	0,2267	3092,0	738,5	0,2088	3087,4
250	0,2127	3109,2	742,6	0,2309	3111,3	743,1	0,2309	3111,3	743,1	0,2127	3109,2
260	0,2166	3130,6	747,7	0,2351	3132,7	748,2	0,2351	3132,7	748,2	0,2166	3130,6
270	0,2204	3152,3	752,9	0,2392	3154,4	753,4	0,2392	3154,4	753,4	0,2204	3152,3
280	0,2243	3173,7	758,0	0,2434	3175,8	758,9	0,2434	3175,8	758,9	0,2243	3173,7
290	0,2281	3195,5	763,2	0,2475	3192,1	763,6	0,2475	3192,1	763,6	0,2281	3195,5
300	0,2320	3216,8	768,3	0,2517	3218,5	768,7	0,2517	3218,5	768,7	0,2320	3216,8
P = 2,5 МПа (25 кгс/см²)											
240	0,1050	2873,5	686,3	0,1108	2878,1	687,4	0,1108	2878,1	687,4	0,1050	2873,5
250	0,1079	2899,9	692,6	0,1139	2904,1	693,6	0,1139	2904,1	693,6	0,1079	2899,9
260	0,1108	2925,8	698,8	0,1168	2929,6	699,7	0,1168	2929,6	699,7	0,1108	2925,8
270	0,1136	2950,5	704,7	0,1197	2954,3	705,6	0,1197	2954,3	705,6	0,1136	2950,5
280	0,1163	2974,8	710,5	0,1226	2978,2	711,3	0,1226	2978,2	711,3	0,1163	2974,8
290	0,1190	2998,7	716,2	0,1254	3002,0	717,0	0,1254	3002,0	717,0	0,1190	2998,7
300	0,1217	3022,5	721,9	0,1281	3025,1	722,5	0,1281	3025,1	722,5	0,1217	3022,5
310	0,1243	3045,6	727,4	0,1308	3048,1	728,0	0,1308	3048,1	728,0	0,1243	3045,6
320	0,1268	3068,6	732,9	0,1335	3070,7	733,4	0,1335	3070,7	733,4	0,1268	3068,6
330	0,1294	3091,2	738,3	0,1362	3093,3	738,8	0,1362	3093,3	738,8	0,1294	3091,2
340	0,1319	3113,8	743,7	0,1388	3115,9	744,2	0,1388	3115,9	744,2	0,1319	3113,8
350	0,1344	3136,0	749,0	0,1414	3138,1	749,5	0,1414	3138,1	749,5	0,1344	3136,0
360	0,1369	3158,6	754,4	0,1440	3160,3	754,8	0,1440	3160,3	754,8	0,1369	3158,6
370	0,1394	3180,3	759,7	0,1466	3182,5	760,1	0,1466	3182,5	760,1	0,1394	3180,3
380	0,1418	3203,0	765,0	0,1491	3204,7	765,4	0,1491	3204,7	765,4	0,1418	3203,0
P = 2,5 МПа (25 кгс/см²)											
240	0,0863	2853,4	681,5	0,0904	2858,8	682,8	0,0904	2858,8	682,8	0,0863	2853,4
250	0,0889	2882,3	688,4	0,0931	2886,9	689,5	0,0931	2886,9	689,5	0,0889	2882,3
260	0,0915	2909,5	694,9	0,0957	2913,7	695,9	0,0957	2913,7	695,9	0,0915	2909,5
270	0,0963	2935,9	701,2	0,0982	2939,6	702,1	0,0982	2939,6	702,1	0,0963	2935,9
280	0,0963	2961,4	707,3	0,1007	2964,8	708,1	0,1007	2964,8	708,1	0,0963	2961,4
290	0,0987	2981,4	713,5	0,1032	2989,5	714,8	0,1032	2989,5	714,8	0,0987	2981,4
300	0,1010	3010,8	719,1	0,1055	3013,8	719,8	0,1055	3013,8	719,8	0,1010	3010,8
310	0,1033	3043,7	724,8	0,1079	3037,6	725,5	0,1079	3037,6	725,5	0,1033	3043,7

$t, ^\circ\text{C}$	V'' , м ³ /кг	i'' , кДж/кг	i'' , ккал/кг	V'' , м ³ /кг	i'' , кДж/кг	i'' , ккал/кг	V'' , м ³ /кг	i'' , кДж/кг	i'' , ккал/кг
320	0,1208	3066,1	732,3	0,1152	3063,6	731,7	0,1102	3061,1	731,1
330	0,1232	3088,7	737,7	0,1176	3086,6	737,2	0,1124	3084,1	736,6
340	0,1256	3111,3	748,1	0,1199	3109,2	742,6	0,1147	3107,1	742,1
350	0,1280	3134,0	748,5	0,1222	3131,8	748,0	0,1169	3129,7	747,5
360	0,1304	3156,5	753,9	0,1245	3154,4	753,4	0,1191	3152,8	753,0
370	0,1328	3178,7	759,2	0,1268	3177,0	758,8	0,1213	3175,4	758,4
380	0,1352	3201,3	764,6	0,1291	3199,7	764,2	0,1235	3197,6	763,7
390	0,1375	3218,7	769,9	0,1313	3221,8	769,5	0,1257	3220,2	769,1
400	0,1398	3245,6	775,4	0,1336	3244,0	774,8	0,1278	3242,4	774,4
410	—	—	—	—	—	—	0,1299	3264,6	779,7
420	—	—	—	—	—	—	0,1321	3286,7	785,0
430	—	—	—	—	—	—	0,1342	3308,9	790,3
440	—	—	—	—	—	—	0,1363	3331,1	795,6
450	—	—	—	—	—	—	0,1384	3352,9	800,8
$P = 3,7 \text{ МПа (37 кгс/см}^2\text{)}$									
250	0,0561	2820,7	673,7	0,0543	2814,9	672,3	0,0525	2809,0	670,9
260	0,0582	2855,1	681,9	0,0564	2850,0	680,7	0,0546	2845,0	679,5
270	0,0602	2887,3	689,6	0,0584	2882,7	688,5	0,0566	2878,5	687,5
280	0,0621	2915,4	696,8	0,0602	2913,7	695,9	0,0584	2909,5	694,9
290	0,0639	2946,3	703,7	0,0620	2942,6	702,8	0,0602	2939,2	702,0
300	0,0657	2974,0	710,3	0,0637	2970,6	709,5	0,0619	2967,7	708,8
310	0,0674	3000,8	716,7	0,0654	2997,8	716,0	0,0635	2994,9	715,3
320	0,0693	3026,7	722,9	0,0670	3024,2	722,3	0,0651	3021,3	721,6
330	0,0707	3052,3	729,0	0,0686	3049,8	728,4	0,0667	3034,7	724,8
340	0,0722	3077,0	734,9	0,0702	3074,9	734,4	0,0682	3072,4	733,8
350	0,0738	3101,7	740,8	0,0717	3099,6	740,3	0,0697	3097,1	739,7
360	0,0753	3126,4	746,7	0,0732	3124,3	746,2	0,0712	3122,2	745,7
370	0,0769	3150,2	752,4	0,0747	3148,2	751,9	0,0727	3146,5	751,5
$P = 3,9 \text{ МПа (39 кгс/см}^2\text{)}$									
250	0,0509	2803,1	669,5	0,0509	2803,1	669,5	0,0509	2803,1	669,5
260	0,0530	2840,0	678,3	0,0530	2840,0	678,3	0,0530	2840,0	678,3
270	0,0549	2873,9	686,4	0,0549	2873,9	686,4	0,0549	2873,9	686,4
280	0,0567	2905,3	693,9	0,0567	2905,3	693,9	0,0567	2905,3	693,9
290	0,0585	2935,5	701,1	0,0585	2935,5	701,1	0,0585	2935,5	701,1
300	0,0601	2964,3	708,0	0,0601	2964,3	708,0	0,0601	2964,3	708,0
310	0,0617	2992,0	714,6	0,0617	2992,0	714,6	0,0617	2992,0	714,6
320	0,0633	3018,4	720,9	0,0633	3018,4	720,9	0,0633	3018,4	720,9
330	0,0649	3044,3	727,1	0,0649	3044,3	727,1	0,0649	3044,3	727,1
340	0,0664	3069,9	732,2	0,0664	3069,9	732,2	0,0664	3069,9	732,2
350	0,0678	3095,0	739,2	0,0678	3095,0	739,2	0,0678	3095,0	739,2
360	0,0693	3120,1	745,2	0,0693	3120,1	745,2	0,0693	3120,1	745,2
370	0,0707	3144,4	751,0	0,0707	3144,4	751,0	0,0707	3144,4	751,0
$P = 4,0 \text{ МПа (40 кгс/см}^2\text{)}$									
250	0,0509	2803,1	669,5	0,0509	2803,1	669,5	0,0509	2803,1	669,5
260	0,0530	2840,0	678,3	0,0530	2840,0	678,3	0,0530	2840,0	678,3
270	0,0549	2873,9	686,4	0,0549	2873,9	686,4	0,0549	2873,9	686,4
280	0,0567	2905,3	693,9	0,0567	2905,3	693,9	0,0567	2905,3	693,9
290	0,0585	2935,5	701,1	0,0585	2935,5	701,1	0,0585	2935,5	701,1
300	0,0601	2964,3	708,0	0,0601	2964,3	708,0	0,0601	2964,3	708,0
310	0,0617	2992,0	714,6	0,0617	2992,0	714,6	0,0617	2992,0	714,6
320	0,0633	3018,4	720,9	0,0633	3018,4	720,9	0,0633	3018,4	720,9
330	0,0649	3044,3	727,1	0,0649	3044,3	727,1	0,0649	3044,3	727,1
340	0,0664	3069,9	732,2	0,0664	3069,9	732,2	0,0664	3069,9	732,2
350	0,0678	3095,0	739,2	0,0678	3095,0	739,2	0,0678	3095,0	739,2
360	0,0693	3120,1	745,2	0,0693	3120,1	745,2	0,0693	3120,1	745,2
370	0,0707	3144,4	751,0	0,0707	3144,4	751,0	0,0707	3144,4	751,0

380	0,0784	3174,1	758,1	0,0762	3172,0	757,6	0,0741	3170,3	757,2	0,0721	3168,7	756,8
390	0,0798	3197,6	763,7	0,0776	3195,9	763,3	0,0755	3194,2	762,9	0,0735	3192,5	762,5
400	0,0813	3221,0	769,3	0,0791	3219,9	768,9	0,0769	3217,7	768,5	0,0749	3216,0	768,1
410	0,0828	3244,0	774,8	0,0805	3242,8	774,5	0,0783	3241,1	774,1	0,0762	3239,4	773,7
420	0,0842	3267,1	780,3	0,0819	3265,8	780,0	0,0797	3264,1	779,6	0,0776	3262,9	779,3
430	0,0857	3290,1	785,8	0,0833	3288,8	785,5	0,0811	3287,2	785,1	0,0789	3283,8	784,2
440	0,0871	3313,1	791,3	0,0847	3311,9	791,0	0,0824	3310,2	790,6	0,0803	3308,9	790,3
450	0,0885	3336,2	796,8	0,0861	3334,5	796,4	0,0838	3333,2	796,1	0,0816	3332,0	795,8
$P = 4,1 \text{ МПа (41 кгс/см}^2\text{)}$												
260	0,0514	2792,7	677,0	0,0498	2829,1	675,7	0,0484	2823,7	674,4	0,0470	2818,2	673,1
270	0,0533	2869,3	685,3	0,0517	2864,3	684,1	0,0503	2859,7	683,0	0,0489	2854,6	681,8
280	0,0551	2914,1	693,0	0,0535	2877,4	692,0	0,0520	2873,2	691,0	0,0506	2868,6	689,9
290	0,0568	2931,0	700,2	0,0552	2928,0	699,3	0,0537	2924,2	698,4	0,0523	2920,4	697,5
300	0,0585	2940,1	702,2	0,0569	2957,7	706,4	0,0553	2954,0	705,5	0,0539	2950,5	704,7
310	0,0601	2988,6	713,8	0,0584	2985,7	713,1	0,0569	2982,4	712,3	0,0554	2979,4	711,6
320	0,0616	3015,8	720,3	0,0600	3012,9	719,6	0,0584	3010,0	718,9	0,0569	3007,1	718,2
330	0,0631	3041,8	726,5	0,0614	3039,3	725,9	0,0599	3037,6	725,2	0,0583	3033,9	724,6
340	0,0646	3067,4	732,6	0,0629	3064,8	732,0	0,0613	3062,8	731,5	0,0597	3060,2	730,9
350	0,0660	3092,9	738,7	0,0643	3090,4	738,1	0,0627	3088,7	737,7	0,0611	3085,8	737,0
360	0,0675	3118,0	744,7	0,0657	3115,5	744,1	0,0640	3113,4	743,6	0,0625	3111,3	743,1
370	0,0688	3142,3	750,5	0,0671	3140,2	750,0	0,0654	3138,5	749,6	0,0638	3136,4	749,1
380	0,0702	3166,6	756,3	0,0684	3164,5	755,8	0,0667	3162,0	755,4	0,0651	3160,7	754,9
390	0,0716	3190,5	762,0	0,0698	3188,8	761,6	0,0680	3187,1	761,2	0,0664	3185,0	760,7
400	0,0729	3214,3	767,7	0,0711	3212,6	767,3	0,0693	3211,0	766,9	0,0677	3209,1	766,5
410	0,0743	3239,4	773,7	0,0724	3236,1	772,9	0,0706	3234,4	772,5	0,0689	3232,7	772,1
420	0,0756	3264,2	778,9	0,0737	3259,5	778,5	0,0719	3257,9	778,1	0,0702	3256,6	777,8
430	0,0769	3289,2	784,4	0,0750	3283,0	784,1	0,0732	3281,3	783,7	0,0714	3280,0	783,4
440	0,0782	3307,7	790,0	0,0763	3305,0	789,6	0,0744	3304,8	789,3	0,0726	3303,1	788,9
450	0,0795	3330,7	795,5	0,0775	3329,0	795,1	0,0756	3327,8	794,8	0,0738	3326,5	794,5
$P = 4,4 \text{ МПа (44 кгс/см}^2\text{)}$												
260	0,0514	2792,7	677,0	0,0498	2829,1	675,7	0,0484	2823,7	674,4	0,0470	2818,2	673,1
270	0,0533	2869,3	685,3	0,0517	2864,3	684,1	0,0503	2859,7	683,0	0,0489	2854,6	681,8
280	0,0551	2914,1	693,0	0,0535	2877,4	692,0	0,0520	2873,2	691,0	0,0506	2868,6	689,9
290	0,0568	2931,0	700,2	0,0552	2928,0	699,3	0,0537	2924,2	698,4	0,0523	2920,4	697,5
300	0,0585	2940,1	702,2	0,0569	2957,7	706,4	0,0553	2954,0	705,5	0,0539	2950,5	704,7
310	0,0601	2988,6	713,8	0,0584	2985,7	713,1	0,0569	2982,4	712,3	0,0554	2979,4	711,6
320	0,0616	3015,8	720,3	0,0600	3012,9	719,6	0,0584	3010,0	718,9	0,0569	3007,1	718,2
330	0,0631	3041,8	726,5	0,0614	3039,3	725,9	0,0599	3037,6	725,2	0,0583	3033,9	724,6
340	0,0646	3067,4	732,6	0,0629	3064,8	732,0	0,0613	3062,8	731,5	0,0597	3060,2	730,9
350	0,0660	3092,9	738,7	0,0643	3090,4	738,1	0,0627	3088,7	737,7	0,0611	3085,8	737,0
360	0,0675	3118,0	744,7	0,0657	3115,5	744,1	0,0640	3113,4	743,6	0,0625	3111,3	743,1
370	0,0688	3142,3	750,5	0,0671	3140,2	750,0	0,0654	3138,5	749,6	0,0638	3136,4	749,1
380	0,0702	3166,6	756,3	0,0684	3164,5	755,8	0,0667	3162,0	755,4	0,0651	3160,7	754,9
390	0,0716	3190,5	762,0	0,0698	3188,8	761,6	0,0680	3187,1	761,2	0,0664	3185,0	760,7
400	0,0729	3214,3	767,7	0,0711	3212,6	767,3	0,0693	3211,0	766,9	0,0677	3209,1	766,5
410	0,0743	3239,4	773,7	0,0724	3236,1	772,9	0,0706	3234,4	772,5	0,0689	3232,7	772,1
420	0,0756	3264,2	778,9	0,0737	3259,5	778,5	0,0719	3257,9	778,1	0,0702	3256,6	777,8
430	0,0769	3289,2	784,4	0,0750	3283,0	784,1	0,0732	3281,3	783,7	0,0714	3280,0	783,4
440	0,0782	3307,7	790,0	0,0763	3305,0	789,6	0,0744	3304,8	789,3	0,0726	3303,1	788,9
450	0,0795	3330,7	795,5	0,0775	3329,0	795,1	0,0756	3327,8	794,8	0,0738	3326,5	794,5

**Акт
на опробование котла на паровую плотность и регулировку
предохранительных клапанов**

« _____ » _____ 19__ г.

Город (поселок) _____
(местонахождение)

Предприятие (заказчик) _____

Здание, сооружение, цех _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика Начальник ТЭЦ

(должность, фамилия, имя, отчество)

представитель _____ монтажный участок

(наименование монтажной организации)

(должность, фамилия, имя, отчество)

составили настоящий акт о том, что _____
(дата и год)

произведено испытание на паровую плотность котла _____
(тип)

(станционный номер и наименование электростанции)

Испытание котла и регулирование предохранительных клапанов проводилось в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и ТУ на монтаж котельного оборудования

Испытание проводилось в течение _____ ч

В процессе испытания установлено. Арматура и фланцевые соединения работают надежно

(краткое описание режима испытания и его результаты)

После испытания котла на паровую плотность получены следующие результаты регулирования предохранительных клапанов

№ клапана	Место установки клапана	Рабочее давление	Характеристика клапана	Давление, на которое отрегулированы клапаны	Примечание

Представитель заказчика _____
(подпись)

Представитель наладочной организации _____
(подпись)

Представитель монтажной организации _____
(подпись)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бузников Е. Ф., Роддатис К. Ф., Берзиньш Э. Я. Производственные и отопительные котельные.— М. : Энергоатомиздат, 1984.— 232 с.
2. Булгаков Б. И. Особенности перевода котельных установок (малой энергетики) на жидкое топливо и наладка их.— К. : Изд-во Киев. ун-та, 1962.— 120 с.
3. Волков М. А., Коротаев Т. В., Волков В. А. Эксплуатация котельных установок на газообразном топливе.— М. : Стройиздат, 1972.— 192 с.
4. Газовые и водогрейные промышленно-отопительные котлы / И. Я. Сигал, Е. С. Лавренцов и др.— К. : Техника, 1967.— 144 с.
5. Готеев С. Б. Теплотехнические испытания котельных установок.— М. : Госэнергоиздат, 1959.— 615 с.
6. Гусев Ю. Л. Основы проектирования котельных установок.— М. : Стройиздат, 1973.— 248 с.
7. Иванов Ю. В. Газогорелочные устройства.— М.: Недра, 1972.— 374 с.
8. Кузнецов П. М. Удаление шлака и золы на электростанциях.— М. : Энергия, 1970.— 256 с.
9. Лебедев А. Н. Подготовка и размол топлива на электростанциях.— М. : Энергия, 1969.— 250 с.
10. Лелодок Б. И. Устройство, монтаж и эксплуатация газорегуляторных пунктов.— Л. : Недра, 1975.— 167 с.
11. Лохматов В. М. Контрольно-измерительные приборы в газовом хозяйстве.— Л. : Недра, 1974.— 336 с.
12. Мейклер М. В. Краткий справочник по паровым котлам электростанций.— М. : Энергия, 1967.— 120 с.
13. Мелентьев В. А., Нагли Е. З. Гидрозолоудаление и золоотвалы.— Л. : Энергия, 1968.— 232 с.
14. Миронов К. А., Шепетин Л. И. Теплотехнические измерительные приборы.— М. : Машгиз, 1959.— 893 с.
15. Нечаев Е. В., Лубнин А. Ф. Механические топki для котлов малой и средней мощности.— Л. : Энергия, 1968.— 311 с.
16. Освоение головных образцов котельного оборудования промышленной энергетики // Тр. ЦКТИ.— 1978.— Вып. 162.— С. 107.
17. Пеккер Я. Л. Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива.— М. : Энергия, 1977.— 256 с.
18. Правила безопасности в газовом хозяйстве.— М. : Недра, 1982.— 166 с.
19. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.— М. : Энергия, 1977.— 288 с.
20. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.— М. : Недра 1974.— 143 с.
21. Равич М. Б. Упрощенная методика теплотехнических расчетов.— М. : Наука, 1966.— 416 с.
22. Сборник правил и руководящих материалов по котлонадзору.— М. : Недра, 1971.— 528 с.
23. Сжигание высокосернистого мазута на электростанциях / Н. И. Верховский, Г. К. Красноселов, Е. В. Машилов, Л. М. Цирульников.— М. : Энергия, 1970.— 417 с.

24 Создание и освоение котельного оборудования промышленной энергетики // Тр ЦКТИ — 1976 Вып 136 — С 134
125 Справочник по пыли и золоулавливанию / Под общ ред. Русанова А А — М Энергия, 1975 — 296 с

26 Строительные нормы и правила СНИП II-35 76 — М : Стройиздат, 1977 — 25 с

27 Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). — М. : Энергия, 1973 — 296 с.

28 Теплотехника / И Т. Швец, В И Голубинский, А А. Алабьевский и др — К : Вища шк Изд-во при Киев ун те, 1976 — 518 с.

29. Трёмбовля В И, Фицгер Е Д, Авдеева А А. Теплотехнические испытания котельных установок — М : Энергия, 1977 — 196 с.

30 Шубин Е П, Левин Б И Проектирование теплоподготовительных установок ТЭЦ и котельных — М. : Энергия, 1970, — 496 с.

31 Щеголев М. М. Топливо, топки и котельные установки. — М : Стройиздат, 1953 — 560 с.

32 Эксплуатация паровых котлов и паропроводов — К : Техніка, 1969. — 666 с.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Аэротранспорт пыли 184, 185

Багерные насосы 174, 175

Балансовые испытания 251, 252, 253

Вентиляторы типа ВДН 70, 71

Выбор мельниц 137

Газоанализатор ГХА-ЗМ 317, 318

— кислорода 318

Горелки газовые вихревые смеси-

тельные 116, 118, 119

— подовые 116, 117

— газомазутные 82, 83

— типа ГМГБ 90

— ГМГМ 85, 86, 87

— РГМГ 87, 88

— типов ГМВО, ГГМ и СПЭН

90—96

— ГМ и ГМП 88, 89

— для сжигания пыли в тонких

струях 169, 171, 172

— ЗИО 169, 170

— ОРГРЭС 169

— пылевые ТКЗ 167, 168

Гравитационные сепараторы 158,

159

Грохоты 126

Диафрагмы 303—307

Дифманометр ДМ 310—312

— ДТ 50 308—310

Допустимые отклонения парамет-

ров при испытании котлов 232

— элементарного состава топ-

лива 43

Дробилки валковые 124, 125

— винтовые 125

— молотковые 124, 125

Дробильные установки 121, 122

Дымососы ДН 70, 71

Золоуловители 176, 177

Измерение расхода воздуха 312—

316

Индивидуальные схемы пылепри-

готовления для молотковой

мельницы 132

— шаровой барабанной

мельницы 130

— с подачей пыли горячим

воздухом 131

— с прямым вдуванием топ-

лива 134

— с сушкой топлива горя-

чим воздухом 133

Индикаторные трубки 318

Инерционные генераторы 159

Классификация торфа 31

Классы углей 31

Кольцевые пружинные манометры

298

Комплекующее оборудование кот-

лов Бедгородского котлострои-

тельного завода 20

— ДКВР 8, 9

— Е (ДЕ) 17

Коэффициент пересчета состава

топлива 10

Мельницы вентиляторы 145—147

— молотковые 141—144

— среднеходные валковые 137,

138, 140

— шаровые барабанные 137, 139

Механические топки обратного

хода ТЛМЗ и ТЧ 188

— прямого хода ТЧ 187

Наладка пылесистемы 181, 183

Нормы регулирования предохра-

нительных клапанов 212

Обработка результатов испытаний

255 256

Образец режимной карты для пы-

леугольных котлов 265—267

— котлов, работающих на

газе или мазуте 281, 282

Объем воздуха и продуктов сго-

рания природного газа 54—56

— твердых топлив 46,

47

Определение критического и оп-

тимального избытков воздуха

246, 247

— максимально возможной нагруз-

ки котла при работе с одним

вентилятором и дымососом 248

— минимального давления мазута

(газа) 247

— обеспеченность котла тягой и

дутьем 247 248

— присосов 245

Основные измерения при испытании котлов 234—239	Ротационно-зубчатые и вихревые мазутные насосы 77
Пределы повышения производительности котлов ДКВР 1,3 МПа (13 кгс/м ²) 7	Ртутные термометры 283, 286
Приведение данных испытаний к номинальным условиям 256	Состав продуктов сгорания мазута и газа 243, 244
Приготовление реактивов 316	Температура газов на выходе из топки 67
Присосы воздуха в газоходы и систему пылеприготовления 60, 61	— перед поступлением в трубчатый воздухоподогреватель 67
Проверка готовности к пуску пылеприготовительных установок 134	— подогрева воздуха при камерном сжигании 66
Распределение золы в шкале и уносе 173	— уходящих газов для котлов низкого давления 68
Распковка котла на мазуте 216	Тепловые схемы с водогрейными котлами 200
Расход воздуха на горение и количество продуктов сгорания твердых и жидких топлив 46—52	— — паровыми котлами 203
— — — — — природного газа 54—56	Теплоемкость горючих газов 64
Расчет результатов балансовых испытаний по элементарному составу топлива 257—264	— золы 65
Расчетные характеристики газообразных топлив 37, 38	— сухой массы твердых топлив 63
— твердых и жидких топлив 32—36	Термометры сопротивления 284—287
Регуляторы давления 106	Термопары 289—292
Режимно-наладочные работы 241, 242, 244	Техническая характеристика регуляторов РДУК2 108—110
Рекомендуемые скорости в пылепроводах 166	Тонкость помола пыли 260
— температуры дутьевого воздуха и продуктов сгорания 65	Тягонапоромеры 300, 301
	Характеристика твердых топлив 182—184
	Циклоны НИИОГАЗ 160, 161
	— пылевые ЦП1 159, 160
	Центробежные, центробежно-вихревые насосы 77
	Экспресс-испытания котлов 253, 254
	Энтальпии воздуха и продуктов сгорания 65
	Энтальпия шлака 271

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
Глава 1. Паровые и водогрейные котлы малой и средней производительности	5
1.1. Паровые котлы типа ДКВР	5
1.2. Паровые котлы типа Е (КЕ)	10
1.3. Паровые газомазутные котлы Е(ДЕ)	14
1.4. Паровые газомазутные котлы Белгородского котлостроительного завода	18
1.5. Теплофикационные водогрейные котлы КВ-ГМ, КВ-ТС и КВ-ТСВ	26
Глава 2. Топливо	28
2.1. Виды топлив	31
2.2. Теплота сгорания	40
2.3. Массы топлив и пересчет элементарного состава топлива	41
2.4. Расчет среднего элементарного состава смеси топлив	46
Глава 3. Дутьевой воздух и продукты сгорания	46
3.1. Расход воздуха на горение и количество продуктов сгорания твердых и жидких топлив	53
3.2. Расход воздуха на горение и количество продуктов сгорания природного газа	58
3.3. Характеристика топлива β и $RO_{макс}$	58
3.4. Коэффициент избытка воздуха и присосы воздуха в котлах	62
3.5. Теплоемкость воздуха и продуктов сгорания	65
3.6. Энтальпия воздуха и продуктов сгорания	65
3.7. Рекомендуемые температуры дутьевого воздуха и продуктов сгорания	68
3.8. Тягодутьевые машины	72
Глава 4. Подготовительные и пусковые работы по оборудованию для сжигания жидкого топлива	72
4.1. Проверка основных решений проекта по устройству мазутных хозяйств	78
4.2. Насосы мазутные	80
4.3. Фильтры и подогреватели мазута	82
4.4. Мазутные и газомазутные горелки и требования к их установке	97
4.5. Топочные устройства с двухступенчатым сжиганием топлива	97
4.6. Форсунки	100
4.7. Подготовка к пуску и пуск мазутного хозяйства	103
4.8. Пуск и обслуживание котлов на мазуте	105
Глава 5. Подготовительные и пусковые работы по оборудованию для сжигания газообразного топлива	105
5.1. Оборудование газорегулирующих пунктов (ГРП)	107
5.2. Наладка регуляторов давления	111
5.3. Предохранительные запорные клапаны и сбросные устройства	114
5.4. Пуск и остановка ГРП	114

5.5. Газовые горелки	116
5.6. Пуск и останов котлов, работающих на газообразном топливе	120
Глава 6 Подготовительные работы по оборудованию для дробления твердого топлива	121
6.1. Схемы дробильных установок	121
6.2. Грохоты	126
6.3. Сепараторы магнитные	127
6.4. Проверка монтажа оборудования дробильного отделения	127
Глава 7. Подготовительные и пусковые работы по оборудованию для приготовления пылевидного топлива	129
7.1. Схемы приготовления пылевидного топлива	129
7.2. Мельницы	134
7.3. Питатели угля и пыли	147
7.4. Сепараторы пыли	156
7.5. Пылевые циклоны	159
7.6. Мигалки	161
7.7. Мельничные вентиляторы	162
7.8. Бункеры и пылепроводы	163
7.9. Предохранительные клапаны, пылеугольные топки и горелки	165
7.10. Гидрозолоудаление, золоулавливание	172
7.11. Проверка контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации	177
7.12. Подготовка к пуску, пуск и обслуживание пылесистемы с промежуточным бункером и шаровой барабанной мельницей при работе на взрывоопасных углях	178
Глава 8. Подготовительные и пусковые работы по оборудованию для сжигания твердого топлива	186
8.1. Механические топки с цепными решетками прямого хода	186
8.2. Механические топки с забрасывателями и решетками обратного хода	187
8.3. Сжигание твердых топлив на решетках прямого хода с подсушкой слоя мазутными горелками	190
8.4. Обкатка цепных решеток	191
8.5. Растопка и остановка механических топок	192
Глава 9. Подготовка и первоначальный пуск котельных установок	193
9.1. Предпусковое обследование котлов	193
9.2. Проверка контрольно-измерительных приборов (КИП), приборов автоматики и защиты котла	196
9.3. Проверка и расчет тепловых схем котельных установок	196
9.4. Гидравлическое испытание котлов	205
9.5. Сушка обмуровки	206
9.6. Опробование работы оборудования	207
9.7. Проверка плотности топки, газопроводов, воздухопроводов и пылесистемы	208
9.8. Щелоченные котлов	209
9.9. Опробование котлов на паровую плотность и продувка паропроводов	211
9.10. Комплексное опробование оборудования, подготовка к пуску и пуск котла	213
9.11. Остановка и консервация котла	219
Глава 10. Теплотехнические испытания котлов	221
10.1. Тепловой баланс и КПД котлов	221
10.2. Испарительность и приведенные характеристики топлива	231
10.3. Режимно-наладочные испытания	232

10.4. Составление теплового баланса котлов по приведенным характеристикам топлива (упрощенная методика Я. Л. Пеккера)	263
10.5. Составление теплового баланса котлов, работающих на жидком и газообразном топливе, по упрощенной методике М. Б. Равича	272
Глава 11. Контрольно-измерительные приборы, применяемые при режимно-наладочных испытаниях	283
11.1. Приборы для измерения температуры	283
11.2. Приборы для измерения давления	297
11.3. Измерение расхода жидкостей, паров и газов	301
11.4. Анализ состава дымовых газов	315
Приложение 1. Расчетные характеристики топок для сжигания газа и мазута для котлов паропроизводительностью выше 75 т/ч	319
Приложение 2. Расчетные характеристики топок с жидким шлакоудалением для котлов производительностью выше 75 т/ч	320
Приложение 3. Расчетные характеристики камерных топок с твердым шлакоудалением для котлов производительностью 25; 35; 50; 75 т/ч и выше при сжигании пылевидного топлива	321
Приложение 4. Термодинамические свойства воды и водяного пара на линии насыщения	322
Приложение 5. Термодинамические свойства перегретого водяного пара	324
Приложение 6. Акт на опробование котла на паровую плотность и регулировку предохранительных клапанов	328
Список литературы	329
Предметный указатель	331